



## **Projeto de uma Estação de Carregamento Solar para Bicicletas Elétricas**

Tiago Frederico Rocha Pucarinho Ferreira Marques

**Mestrado Integrado em Engenharia da Energia e do Ambiente**

Dissertação orientada por:  
Doutor Pedro Nunes  
Professora Doutora Carla Silva



## Agradecimentos

Em primeiro lugar, quero agradecer à minha família por me ter apoiado ao longo de todo o meu percurso escolar e académico e de me ter proporcionado todas as condições necessárias para que terminasse cada etapa com sucesso. Em particular, agradeço ao meu pai pela disponibilidade que teve para me ajudar em certas etapas da tese, nomeadamente na monitorização das bicicletas, na disponibilidade para deslocação a certos locais, no apoio ao levantamento das medidas para o modelo de sombreamento e no contacto a certas empresas necessárias ao orçamento do projeto.

Aos orientadores Carla Silva e Pedro Nunes pelas sugestões, recomendações e esclarecimento de dúvidas durante a realização da tese.

Ao professor Miguel Brito pelo esclarecimento de algumas dúvidas.

À CCBS Energia, ao engenheiro Miguel Santos e ao sr. António Abreu da Coeptum pelo esclarecimento de algumas dúvidas e pelo fornecimento do orçamento necessário para a instalação do sistema fotovoltaico.

Ao engenheiro Tomás Gaivão do OMIP pelo fornecimento do ficheiro com os dados dos preços de fecho do Operador do Mercado Ibérico de Energia para Portugal.

Ao Sr. Alberto Ferreira da Lusafe por se mostrar tão disponível para me ajudar no orçamento da instalação do sistema elétrico da estação solar.

Aos Srs. Nelson Pinto da Comef e Sérgio Conceição por me fornecerem o orçamento para a construção civil do projeto.

Ao Sr. Alberto Trindade da Simetria ao Cubo por me fornecer o orçamento dos suportes para as bicicletas.

Ao Sr. Paulo Correia da Caixilharia560 por me fornecer o orçamento relativo à caixilharia da estação.

Às lojas BeElectric, Kit ebike e Ebike Lovers pelas informações prestadas na fase de estudo de mercado das baterias e carregadores para *e-bikes*.

Ao André Mermoud, Bruno Wittmer, Hizir Apaydin e engenheiro Adrien Villos do suporte do programa *PVsyst* por me responderem às diversas dúvidas com ele relacionadas.



## Resumo

A sociedade moderna confronta-se com duas realidades problemáticas para a sustentabilidade do planeta: as alterações climáticas e a poluição urbana. Os setores dos transportes e da energia são os seus principais responsáveis, levando os países a adotarem políticas de desenvolvimento sustentável, através do incentivo às energias renováveis e à mobilidade elétrica.

A urbanização está a aumentar, levando a que o espaço disponível nessas áreas seja cada vez menor, agravando os problemas associados ao trânsito automóvel e à sua densidade e estacionamento para os veículos.

No contexto da mobilidade, as bicicletas elétricas surgiram como alternativa aos meios de transporte convencionais, constituindo um mercado em crescimento, combinando as necessidades de transporte eficiente com a inexistência de emissões locais de gases de efeito de estufa ou poluentes.

Esta tese aborda o dimensionamento de uma estação fotovoltaica para carregamento de bicicletas elétricas autónoma e ligada à rede, através de um caso de estudo, a Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa (FCUL), e respetiva análise energética e financeira. As ferramentas utilizadas foram um simulador de sombreamento integrado no *System Advisor Model* e o *PVsyst*, para simular o balanço de energia entre a produção fotovoltaica, o consumo e o armazenamento de energia ou a rede elétrica.

Através de uma análise do sombreamento, concluiu-se que a melhor localização para a estação corresponde ao Campus Solar do campus da FCUL, com os painéis orientados a sul e inclinação de 60°, resultando numa maximização da incidência solar no período do ano em que existe maior afluência de bicicletas.

A estação solar autónoma deverá apresentar uma potência instalada de 2,5 kWp e um banco de baterias com capacidade de 314 Ah. Por outro lado, a versão da estação solar ligada à rede deverá apresentar uma potência de injeção de 1,5 kWp com uma potência instalada de 1,9 kWp, resultando numa fração solar de 71%.

O investimento no sistema autónomo é 1,75 vezes maior do que o do sistema ligado à rede. Em termos de modelo de exploração para este caso, concluiu-se que as receitas provenientes da cobrança anual de um montante de 71 € (ou 5,92 €/mês) por utilizador possibilita um período de retorno do investimento de 25 anos. Contudo, advoga-se que o projeto constitui uma forma de promoção da faculdade, a qual, nesta perspetiva, poderá optar por subsidiar a sua utilização, o que neste caso faz baixar o custo para os utilizadores.

Palavras-chave: Carregamento solar de bicicletas, Estação fotovoltaica autónoma, Estação fotovoltaica ligada à rede, Mobilidade elétrica, Energias renováveis.

## Abstract

Modern society is confronted with two problematic realities for the planet's sustainability: climate change and urban pollution. The transport and energy sectors are the most responsible, leading countries to adopt sustainable development policies by encouraging renewable energies and electric mobility.

Urbanization is increasing, leading less space availability in these areas, intensifying the problems associated with car traffic and its density and parking for vehicles

In the context of mobility, electric bicycles have emerged as an alternative to conventional means of transport, constituting a growing market, combining efficient transport needs with no local emissions of greenhouse gases or pollutants.

This thesis deals with the design of a photovoltaic station for charging of electric bicycles, autonomous and grid-connected, through a case study, the Faculty of Sciences of the University of Lisbon (FCUL), and its energetic and financial analysis. The tools used were a shader simulator integrated in the *System Advisor Model* and *PVsyst*, to simulate the energy balance between photovoltaic production, consumption and energy storage or power grid.

Through a shading analysis, it was concluded that the best location for the station corresponds to Campus Solar of the FCUL, with panels oriented to the south and 60° inclination, resulting in a maximization of solar incidence in the period of the year in which there is more affluence of bicycles.

The autonomous solar station must have an installed capacity of 2.5 kWp and a bank of batteries with a capacity of 314 Ah. On the other hand, the version of the grid-connected solar station must have an injection power of 1.5 kWp with an installed capacity of 1.9 kWp, resulting in a solar fraction of 71%.

The investment in the autonomous system is 1.75 times higher than that of the grid-connected system. In terms of the business model for this case, it was concluded that 71 € of annual incomes (or 5.92 €/month) per user enable a payback period of 25 years. However, it is argued that the project is a form of faculty promotion, which in this perspective it may choose to subsidize its use, which in this case reduces the cost to users.

**Keywords:** Solar e-bike charging, Autonomous photovoltaic station, Grid-connected photovoltaic station, Electric mobility, Renewable energies.

# Índice

Resumo.....	iii
Abstract .....	iv
Lista de figuras .....	vii
Lista de tabelas .....	xi
Lista de símbolos.....	xii
Lista de siglas .....	xvii
1. Introdução.....	1
1.1. O novo paradigma da mobilidade: Mobilidade Sustentável.....	1
1.2. Mercado global das <i>e-bikes</i> .....	3
1.3. Impactos e desafios futuros das <i>e-bikes</i> .....	7
1.4. Parques para carregamento solar de veículos elétricos .....	8
1.5. Estações solares fotovoltaicas para carregamento de <i>e-bikes</i> .....	9
1.6. Objetivos .....	13
1.7. Estrutura da tese .....	13
2. Estado da Arte .....	15
2.1. Parques fotovoltaicos para carregamento de carros elétricos .....	15
2.2. Parques fotovoltaicos para carregamento de <i>e-bikes</i> .....	17
3. Conceitos Teóricos .....	21
3.1. Radiação e geometria solar.....	21
3.2. Energia solar fotovoltaica.....	26
3.2.1. Temperatura.....	26
3.2.2. Perdas devido à neve e poeira .....	27
3.2.3. Garantia de produção de potência .....	27
3.3. Baterias.....	29
4. Métodos .....	33
4.1. Locais estudados.....	33
4.2. Dados meteorológicos .....	34
4.3. Perfil anual de procura de estacionamento .....	34
4.4. Perfil anual de carga elétrica .....	35
4.5. Projeto da estação solar .....	40
4.5.1. Análise do sombreamento .....	40
4.5.2. Otimização da incidência solar.....	42
4.5.3. 1º Cenário – Dimensionamento do sistema fotovoltaico autónomo.....	43
4.5.3.1. Gerador fotovoltaico.....	44

4.5.3.2. Banco de baterias.....	46
4.5.3.3. Inversor autónomo.....	47
4.5.4. 2º Cenário – Dimensionamento do sistema fotovoltaico ligado à rede .....	47
4.5.5. Área de ocupação da estação solar .....	50
4.6. Análise Energética.....	53
4.6.1. 1º Cenário – Sistema fotovoltaico autónomo .....	53
4.6.2. 2º Cenário – Sistema fotovoltaico ligado à rede.....	55
4.7. Análise Financeira .....	55
4.7.1. 1º Cenário – Sistema fotovoltaico autónomo .....	55
4.7.2. 2º Cenário – Sistema fotovoltaico ligado à rede.....	56
5. Resultados e Discussão .....	59
5.1. Análise dos dados meteorológicos .....	59
5.2. Perfil anual de procura de estacionamento .....	60
5.3. Perfil anual de carga elétrica .....	62
5.4. Projeto da estação solar .....	65
5.4.1. Análise do sombreamento .....	65
5.4.2. Otimização da incidência solar nos painéis .....	66
5.4.3. 1º Cenário – Definição do sistema fotovoltaico autónomo .....	68
5.4.4. 2º Cenário – Definição do sistema fotovoltaico ligado à rede.....	70
5.4.5. Área de ocupação da estação solar .....	72
5.5. Análise Energética.....	74
5.5.1. 1º Cenário – Sistema fotovoltaico autónomo .....	74
5.5.2. 2º Cenário – Sistema fotovoltaico ligado à rede.....	82
5.6. Análise Financeira.....	86
5.6.1. 1º Cenário – Sistema fotovoltaico autónomo .....	86
5.6.2. 2º Cenário – Sistema fotovoltaico ligado à rede.....	88
6. Conclusões .....	93
Anexo A. Características técnicas de equipamentos.....	95
Anexo B. Dedução matemática das expressões (4.29) e (4.30).....	98
Anexo C. Projeto da estação solar autónoma .....	100
Anexo D. Projeto da estação solar ligada à rede.....	101
Anexo E. Investimentos na estação solar .....	102
Referências .....	104



## Lista de Figuras

Figura 1.1: Evolução do parque global de veículos elétricos de passageiros no período de 2013 e 2018 [4].	2
Figura 1.2: Tipos de configuração de e-bikes [8].	3
Figura 1.3: Potências intervenientes na deslocação com uma pedelec em função da velocidade [7].	4
Figura 1.4: Projeção da penetração do mercado das e-bikes no mercado total de bicicletas por país no período 2016-2025 [10].	5
Figura 1.5: Projeções para vendas de e-bikes na China e no resto do mundo no período 2016-2025 [10].	5
Figura 1.6: Evolução das vendas de pedelecs na Europa entre 2009 e 2016 [12].	6
Figura 1.7: Distribuição das vendas de pedelecs na Europa em 2016 [12].	6
Figura 1.8: Contribuição de cada país para a produção total de pedelecs na Europa (EU28) em 2016 [12].	7
Figura 1.9: Estação de carregamento Inch da Enforce [18].	9
Figura 1.10: Estação de carregamento solar SunPod Cyclo [19].	10
Figura 1.11: Projeto desenvolvido pela Universidade de Tecnologia de Delft [20].	10
Figura 1.12: Solar Mobility Hub [23].	11
Figura 1.13: Zed Dock/Solar Tree [28].	12
Figura 1.14: Estação de carregamento solar E-Move [30].	12
Figura 2.1: Variação da produção média mensal para 2013 para uma orientação fixa (a azul) e considerando um sistema de seguimento de um eixo (azimute ou altura solares, a vermelho e a tracejado, respetivamente) e dois eixos (azimute e altura solares, a verde) [31].	15
Figura 2.2: (a) Produção FV (a verde) e consumo c.a. devido ao carregamento das e-bikes (a azul) em função do tempo para uma semana de março de 2017 [36]. (b) Resultados do modelo para a configuração atual nos diferentes cenários: produção FV (a amarelo), carga não suprida (a vermelho), carga total (a azul) e excesso de produção FV [36].	18
Figura 3.1: Componentes da radiação solar incidente num painel [38].	21
Figura 3.2: Coordenadas solares [39].	22
Figura 3.3: Definição de ângulos para a análise energética de um sistema solar [40].	22
Figura 3.4: Exemplo de perfis de irradiância solar diária com valores equivalentes de horas de sol pico [48].	25
Figura 3.5: Curvas de degradação de módulos, de acordo com 3 diferentes formas de garantia [52].	28
Figura 3.6: Capacidade disponível de uma bateria de ácido-chumbo em função da taxa de descarga, referenciada à capacidade em C/20 (capacidade C/20=1) [50].	31
Figura 4.1: Vista geral aérea da faculdade, destacando os seus edifícios e locais estudados para a instalação da estação solar, assinalados com retângulos azuis (Fonte: Google Earth).	33
Figura 4.2: Curva de carga típica de uma bateria de iões-lítio [59].	37
Figura 4.3: Curva de carga da bateria Bosch Power Pack 500.	37
Figura 4.4: Perfil de potência das lâmpadas LED e potência média horária durante uma hora em que se registaram 2 entradas/saídas.	39
Figura 4.5: Modelo 3D dos obstáculos no System Advisor Model para simulação do sombreamento no Campus Solar.	41
Figura 4.6: Modelo 3D dos obstáculos no System Advisor Model para simulação do sombreamento no parque de estacionamento.	41
Figura 4.7: Modelo 3D dos obstáculos no System Advisor Model para simulação do sombreamento no local a este do edifício C6.	42

Figura 4.8: Configuração do sistema fotovoltaico autónomo da estação de carregamento solar (as setas indicam a direção da corrente). .....	43
Figura 4.9: Configuração do sistema fotovoltaico da estação de carregamento solar com ligação à rede (as setas indicam a direção da corrente). .....	48
Figura 4.10: Curvas I-V de um gerador FV em função da temperatura, faixa de operação e de tensão MPP do inversor [48]. .....	48
Figura 4.11: Local de instalação da estação solar e esboço da disposição desta e dos painéis fotovoltaicos orientados a sul (Fonte: Google Earth). .....	51
Figura 4.12: (a) Esquema das medidas relacionadas com as bicicletas (Adaptado: cad-block.com); (b) Desenho feito no AutoCad da disposição das bicicletas na estação solar com as principais medidas (as linhas azuis representam os locais para o estacionamento das bicicletas). .....	53
Figura 5.1: Perfis médios diários da irradiância global horizontal para os diferentes meses do ano, para Lisboa. ....	59
Figura 5.2: Perfis médios diários da temperatura ambiente para os diferentes meses do ano, para Lisboa. ....	60
Figura 5.3: Número de bicicletas nos parques dos edifícios C5 e C8 da FCUL ao longo dos dias de uma semana com aulas e respetiva média horária semanal. ....	60
Figura 5.4: Número médio horário semanal de bicicletas nos parques dos edifícios C5 e C8 da FCUL numa semana com aulas, do período de interrupção de aulas e de agosto. ....	61
Figura 5.5: Número médio horário de entradas e de saídas de bicicletas nos parques dos edifícios C5 e C8 da FCUL numa semana para cada um dos períodos. ....	62
Figura 5.6: Variação da carga consoante o período do ano (eixo horizontal) e do dia (eixo vertical). ..	62
Figura 5.7: Perfil médio horário semanal da carga elétrica para cada um dos períodos. ....	63
Figura 5.8: Perfil médio horário diário da carga elétrica para cada um dos períodos e irradiância solar global média anual no plano horizontal. ....	64
Figura 5.9: Mapa da variação da percentagem de área de painel sombreada ao longo do ano e do dia, no Campus Solar. ....	65
Figura 5.10: Mapa da variação da percentagem de área de painel sombreada ao longo do ano e do dia, no parque de estacionamento. ....	65
Figura 5.11: Mapa da variação da percentagem de área de painel sombreada ao longo do ano e do dia, no lado este do edifício C6. ....	66
Figura 5.12: Variação da irradiação no painel no inverno e no período da maior procura energética em função do seu azimute e inclinação. ....	67
Figura 5.13: Evolução do ângulo de incidência mínimo diário ( $\theta_{\min}$ ) ao longo do ano. ....	67
Figura 5.14: Evolução diária do ângulo de incidência nos painéis FV em dois dias característicos de inverno (21 de dezembro) e verão (21 de junho) (as horas no eixo horizontal correspondem ao horário de inverno). ....	68
Figura 5.15: Evolução da carga elétrica e da irradiação médias diárias ao longo do ano. ....	69
Figura 5.16: Evolução do rácio Carga/Irradiação ao longo dos meses. ....	69
Figura 5.17: Disposição das strings de painéis numa única linha. ....	70
Figura 5.18: Evolução mensal da carga elétrica, autoconsumo e da fração solar do sistema fotovoltaico para cada um dos inversores considerados. ....	71
Figura 5.19: Energia injetada na rede e energia comprada à rede e balanço entre estas (eixo vertical principal) e fração solar (eixo vertical secundário), numa base anual, para cada um dos inversores. ..	72
Figura 5.20: Desenho CAD do interior da estação solar vista de cima com respetivas cotagens (os retângulos azuis representam os locais para o estacionamento das bicicletas): (a) Estação solar autónoma; (b) Estação solar ligada à rede. ....	73

Figura 5.21: Irradiação direta disponível (sem sombreamento), irradiação direta efetiva (com sombreamento e o efeito do MAI), perda de irradiação direta ( $\Delta E$ ) devido ao sombreamento e devido ao MAI, em cada mês.....	74
Figura 5.22: Tipos de irradiação disponíveis e efetivas e perdas de cada uma das componentes da radiação solar face à radiação global disponível (eixo vertical secundário) nos dias 24 de dezembro (a) e 13 de agosto (b). ....	75
Figura 5.23: Irradiância solar direta disponível e efetiva e perdas devido ao sombreamento (Perdas_sombr) e ao MAI (Perdas_MAI) face à radiação global disponível (eixo vertical secundário) nos dias 24 de dezembro (a) e 13 de agosto (b). ....	77
Figura 5.24: Evolução anual da carga elétrica, da energia fornecida a esta e da fração solar.....	78
Figura 5.25: Evolução anual da energia de carga e descarga do banco de baterias. ....	78
Figura 5.26: Evolução anual do excesso FV de energia produzida.....	79
Figura 5.27: Balanço de energia do sistema FV autónomo no dia 1 de janeiro (dia com uma procura energética nula e pouco potencial de produção FV). ....	79
Figura 5.28: Balanço de energia do sistema FV autónomo no dia 6 de agosto (dia com uma procura energética nula e um elevado potencial de produção FV).....	80
Figura 5.29: Balanço de energia do sistema FV autónomo no dia 29 de agosto (dia com pouca procura energética e um elevado potencial de produção FV).....	81
Figura 5.30: Balanço de energia do sistema FV autónomo no dia 7 de dezembro (dia com uma muita procura energética e pouco potencial de produção FV). ....	82
Figura 5.31: Carga elétrica, energia injetada na rede mensais (eixo vertical principal) e fração entre energia injetada na rede e a carga elétrica mensais (eixo vertical secundário). ....	83
Figura 5.32: Balanço de energia do sistema FV ligado à rede no dia 2 de janeiro (dia com uma procura energética intermédia e pouco potencial de produção FV), em que os tipos de potências elétricas estão representados no eixo vertical principal e a irradiação global no eixo vertical secundário. ....	83
Figura 5.33: Balanço de energia do sistema FV ligado à rede no dia 6 de agosto (dia com uma procura energética nula e um elevado potencial de produção FV) , em que os tipos de potências elétricas estão representados no eixo vertical principal e a irradiação solar no eixo vertical secundário.....	84
Figura 5.34: Balanço de energia do sistema FV ligado à rede no dia 7 de setembro (dia com uma procura energética intermédia e um elevado potencial de produção FV) , em que os tipos de potências elétricas estão representados no eixo vertical principal e a irradiação solar no eixo vertical secundário. ....	85
Figura 5.35: Investimentos nos equipamentos do sistema fotovoltaico autónomo. ....	87
Figura 5.36: Investimentos por componente do projeto da estação solar autónoma. ....	87
Figura 5.37: Investimentos nos equipamentos do sistema fotovoltaico ligado à rede.....	89
Figura 5.38: Investimentos por componente do projeto da estação solar ligada à rede. ....	89
Figura 5.39: Preços médios diários de fecho do Operador do Mercado Ibérico de Energia (OMIE) para Portugal em 2017. ....	90
Figura 5.40: Evolução do preço médio mensal de fecho do Operador do Mercado Ibérico de Energia (OMIE) para Portugal em 2017 e da remuneração mensal da venda de energia à rede (eixo vertical principal) e energia mensal injetada na rede que é remunerada (eixo vertical secundário). ....	90
Figura 5.41: Evolução das receitas mensais com a venda do excesso de produção FV à rede. ....	91
Figura 5.42: Evolução do cash-flow acumulado até ao final de cada ano (eixo vertical principal) e da amortização do investimento (eixo vertical secundário) ao longo do tempo de vida do projeto para os casos sem cobrança (1º caso) e com cobrança (2º caso) de um montante monetário a cada utilizador. ....	92
Figura A.1: Curva de eficiência do inversor SMA Sunny Island 3.0M [70].....	97
Figura B.1: Vista em planta da estação solar com a marcação das medidas mínimas ( $L_{min\_teto}$ e $W_{min\_teto}$ ) necessárias para a colocação do gerador fotovoltaico.....	98
Figura B.2: Vista lateral da fila de painéis. ....	98

Figura C.1: Desenho feito no AutoCad com as medidas do projeto da estação solar autónoma: (a) Vista da frente e da traseira; (b) Lado da entrada; (c) Lado oposto da entrada. ....	100
Figura D.1: Desenho feito no AutoCad com as medidas do projeto da estação solar ligada à rede: (a) Vista da frente e da traseira; (b) Lado da entrada; (c) Lado oposto da entrada. ....	101
Figura E.1: Suportes Sheffield para estacionamento de bicicletas (Fonte: [76]).....	103

## Lista de Tabelas

Tabela 2.1: Vantagens e desvantagens das diferentes configurações do sistema [37]. .....	19
Tabela 2.2: Resumo do estado da arte. ....	19
Tabela 3.1: Resumo dos tipos de perdas que ocorrem num sistema fotovoltaico. ....	29
Tabela 3.2: Características das tecnologias de baterias de ácido-chumbo [50][53][54][55][56]. ....	30
Tabela 4.1: Ano civil de 2017, dividido por três períodos típicos conforme os calendários escolares da faculdade nos anos letivos 2016/2017 e 2017/2018. ....	35
Tabela 4.2: Características técnicas de baterias utilizadas nas bicicletas elétricas vendidas em Portugal e respetivos carregadores. ....	36
Tabela 5.1: Configuração do sistema FV autónomo. ....	70
Tabela 5.2: Resultados da Secção 4.5.4. ....	71
Tabela 5.3: Investimentos no projeto da estação solar autónoma. ....	86
Tabela 5.4: Investimentos no projeto da estação solar ligada à rede. ....	88
Tabela 5.5: Resultados da aplicação das Equações (4.40) à (4.43). ....	91
Tabela A.1: Características técnicas do painel FV Luxor EcoLine P60/275 Wp [69]. ....	95
Tabela A.2: Características técnicas do inversor autónomo SMA Sunny Island 3.0M [70]. ....	95
Tabela A.3: Características técnicas do regulador de carga Victron Energy SmartSolar MPPT 150/45 [71]. ....	96
Tabela A.4: Características técnicas da bateria NBA 4 TG 12 NH [72]. ....	96
Tabela A.5: Características técnicas dos inversores de rede estudados [73][74][75]. ....	97
Tabela E.1: Investimentos na construção civil e outros elementos da estação solar autónoma e ligada à rede. ....	102
Tabela E.2: Investimentos no sistema elétrico da estação solar autónoma e ligada à rede. ....	102

# Lista de Símbolos

## Símbolos gregos

$\alpha_s$	Altura solar
$\alpha$	Coeficiente de temperatura de corrente
$\beta$	Coeficiente de temperatura de tensão
$\beta_m$	Inclinação do painel
$\gamma$	Coeficiente de temperatura de potência
$\Delta P_{anual}$	Taxa de degradação anual da potência dos módulos
$\Delta Ocupação$	Oscilação admitida no número de bicicletas
$\eta_{sist\ FV}$	Eficiência do sistema fotovoltaico
$\eta_{cabos}$	Eficiência dos cabos
$\eta_{inv}$	Eficiência do inversor
$\eta_{reg}$	Eficiência do regulador de carga
$\eta_{bat}$	Eficiência da bateria
$\eta_m$	Eficiência do módulo fotovoltaico
$\eta_{inv,f}$	Eficiência do inversor para a fração $f$ entre a potência de saída e a potência nominal do inversor
$\theta$	Ângulo de incidência da radiação
$\theta_z$	Zénite solar
$\lambda$	Longitude do local
$\lambda_{mer.loc}$	Longitude do meridiano local
$\rho$	Refletividade do solo
$\delta$	Declinação solar
$\varphi$	Latitude do local
$\Psi_s$	Azimute solar
$\Psi_m$	Azimute do painel
$\Psi_{estação}$	Azimute da estação
$\omega_s$	Ângulo solar horário

## Símbolos latinos

$A_m$	Área dos módulos
$Aleatório(-1,1)$	Variável aleatória que gera valores inteiros entre -1 e 1
$B_{inc}$	Irradiância solar direta incidente no plano inclinado
$B_n$	Irradiância solar direta normal
$Cashflow_{acum}$	<i>Cash-flow</i> acumulado
$C_{bat}$	Capacidade nominal da bateria
$C_{subs,bat}$	Custo de substituição das baterias
$C_{t,b}$	Capacidade total do banco de baterias
$C_{u,ele}$	Custo unitário da energia elétrica
$D_{horiz}$	Irradiância solar difusa no plano horizontal
$D_{inc}$	Irradiância solar difusa incidente no plano inclinado
DOD	<i>Depth of Discharge</i> (Profundidade de Descarga)
$E_{bat}$	Energia da bateria
$E_{cons,PV}$	Energia FV consumida pela carga (equivalente ao autoconsumo)
$E_{consumo}$	Carga elétrica/consumo energético
$E_{ele,anual}$	Carga elétrica anual
$\bar{E}_{ele \text{ dia máx}}$	Carga elétrica média diária máxima
$E_{ele,mens}$	Carga elétrica mensal nos dias úteis
$E_{fornecida,m}$	Energia elétrica fornecida no mês $m$
$E_{min,bic}$	Espaçamento mínimo entre bicicletas
$E_{min,filas}$	Espaçamento mínimo entre as filas de bicicletas
$E_{min,strings}$	Espaçamento mínimo entre as <i>strings</i> de painéis
$\bar{E}_{FV}$	Energia elétrica média diária que o sistema tem de fornecer para compensar as perdas nele existentes
$E_{rede}$	Energia comprada à rede
$E_{sol}$	Irradiação solar
$\bar{E}_{sol,dia}$	Irradiação solar média diária
$E_{sol,inverno}_{t_1-t_2}$	Irradiação solar no período de inverno entre as horas $t_1$ e $t_2$
$E_{sol,j}$	Irradiação solar no dia $j$ para um dado mês
$E_{tempo}$	Equação do tempo
$Entradas_h$	Número de entradas na hora $h$
$Entradas_{h-1}$	Número de entradas na hora anterior à hora $h$
$\overline{Entradas}_h$	Número médio de entradas na hora $h$

$F$	Folga no lado dianteiro e traseiro da estação
$f_{amortizada}$	Fração amortizada do investimento total apenas pela venda de energia à rede
$F_{dir}$	Folga no lado direito da estação
$F_{esq}$	Folga no lado esquerdo da estação
$F_{red,1}$	Fator de redução da potência do sistema devido às perdas existentes em todos os seus componentes (cabos, regulador de carga, bateria e inversor)
$F_{red,2}$	Fator de redução da potência dos módulos fotovoltaicos, em relação ao seu valor nominal, englobando os efeitos de: i) tolerância de fabrico para menos, em relação ao seu valor nominal; ii) degradação física permanente ao longo do tempo de vida dos módulos
$f_{solar}$	Fração solar do sistema fotovoltaico
$FC_{tempo}$	Fator de correção do tempo
$G_{inc}$	Irradiância solar global incidente no plano inclinado
$h$	Hora
$I_{bat}$	Investimento nas baterias
$I_{charging}$	Corrente de carregamento
$I_i$	Investimento inicial do projeto
$I_{máx,inv}$	Corrente máxima de entrada do inversor
$I_{mpp}$	Corrente de potência máxima do painel fotovoltaico
$I_{mpp(CP)}$	Corrente de potência máxima nas condições padrão do painel fotovoltaico
$I_{SC}$	Corrente de curto-circuito do painel fotovoltaico
$I_{SC(CP)}$	Corrente de curto-circuito do painel fotovoltaico nas condições padrão
$I_{SC\_PV,inv}$	Corrente de curto-circuito máxima FV admitida pela entrada do inversor
$I_{total}$	Investimento total do projeto
$J$	Dia juliano
$L$	Comprimento do painel fotovoltaico
$L_{bicicleta}$	Comprimento da bicicleta
$L_{min\limits_{teto}}$	Comprimento mínimo do teto da estação solar para a colocação dos painéis
$L_{min\limits_{teto\ (bicicletas+pe\ss oas)}}$	Comprimento mínimo do teto da estação solar considerando a área necessária para as bicicletas e para haver facilidade de movimentação das pessoas dentro da estação
$n$	Ano
$n_{dias\ aut}$	Número de dias com funcionamento autónomo
$N$	Número de bicicletas



$N_{b,série}$	Número de baterias em série
$N_{dias,mês}$	Número de dias do mês
$N_{dias\ úteis,mês}$	Número de dias úteis do mês
$N_{máx\ mod/string}$	Número máximo de módulos por <i>string</i>
$N_{min\ mod/string}$	Número mínimo de módulos por <i>string</i>
$N_{mod}$	Número de painéis fotovoltaicos
$N_{mod,horiz}$	Número de painéis na horizontal
$N_{mod,vert}$	Número de painéis na vertical
$N_{mod/string}$	Número de módulos por <i>string</i>
$N_{strings\ mod}$	Número de <i>strings</i> de painéis FV
$N_{strings\ bat}$	Número de <i>strings</i> de baterias
$Ocupação_h$	Número de bicicletas na hora <i>h</i>
$\overline{Ocupação_h}$	Número médio de bicicletas na hora <i>h</i>
$Ocupação_{h+1}$	Número de bicicletas na hora posterior à hora <i>h</i>
$\overline{Ocupação_{h+1}}$	Número médio de bicicletas na hora posterior à hora <i>h</i>
$P_{carga,c.a.}$	Potência de carga em corrente alternada
$P_{carga,c.c.}$	Potência de carga em corrente contínua
$P_{charging}$	Potência de carregamento
$P_{charging+lâmpadas}$	Potência total do carregamento e lâmpadas
$P_{FV}$	Potência do sistema fotovoltaico
$P_{lâmpadas}$	Potência das lâmpadas
$\bar{P}_{lâmpadas}$	Potência média das lâmpadas
$P_{mpp}$	Potência máxima do painel fotovoltaico
$P_{mpp(CP)}$	Potência máxima do painel fotovoltaico nas condições padrão
$P_{nom}$	Potência nominal do painel fotovoltaico
$P_{nom,inv}$	Potência nominal do inversor
$Poupança_{autoconsumo}$	Poupança devida ao autoconsumo
$R_{inc}$	Irradiância solar refletida incidente no plano inclinado
$Receitas_{utiliz}$	Receitas provenientes dos utilizadores
$Receitas_{rede}$	Receitas provenientes da venda de energia à rede
$Saídas_h$	Número de saídas na hora <i>h</i>
$\overline{Saídas_h}$	Número médio de saídas na hora <i>h</i>
SL	<i>Soiling Loss</i> (perda devido à poeira)
<i>t</i>	Hora solar local
$T_{CP}$	Temperatura nas condições padrão

$T_m$	Temperatura do módulo
$t_{vida}$	Tempo de vida útil dos módulos
$Tarifa_{plana,anual}$	Tarifa plana anual
$Tarifa_{ele}$	Tarifa da eletricidade
$tol_{P_{nom}}$	Tolerância de fabrico para a potência nominal
$U_{bat}$	Tensão nominal da bateria
$V_{c.c.}$	Tensão c.c. de funcionamento do sistema fotovoltaico
$V_{max,reg}$	Tensão máxima FV em circuito aberto do regulador de carga
$V_{mpp}$	Tensão de potência máxima do painel fotovoltaico
$V_{mpp(CP)}$	Tensão de potência máxima do painel fotovoltaico nas condições padrão
$V_{mpp\ min,reg}$	Tensão MPP mínima do regulador de carga
$V_{mpp\ máx,inv}$	Tensão MPP máxima do inversor
$V_{mpp\ min,inv}$	Tensão MPP mínima do inversor
$V_{oc}$	Tensão de circuito aberto do painel fotovoltaico
$V_{oc(CP)}$	Tensão de circuito aberto do painel fotovoltaico nas condições padrão
$W$	Largura do painel fotovoltaico
$W_{bicicleta}$	Largura da bicicleta
$W_{min\ teto}$	Largura mínima do teto da estação solar para a colocação dos painéis
$W_{min\ teto\ (bicicletas+peessoas)}$	Largura mínima do teto da estação solar considerando a área necessária para as bicicletas e para haver facilidade de movimentação das pessoas dentro da estação

## Lista de Siglas

AGM	<i>Absorbed Glass Matt</i>
c.a.	Corrente alternada
c.c.	Corrente contínua
DOD	<i>Depth Of Discharge</i> (Profundidade de Descarga)
<i>E-bike</i>	<i>Electric bicycle</i>
$E_{fornecida,m}$	Energia fornecida no mês $m$
EPAC	<i>Electrically Power Assisted Cycle</i>
EUA	Estados Unidos da América
FLA	<i>Flooded Lead Acid</i>
FV	Fotovoltaico
FVLA	<i>Free Vented Lead Acid</i>
GEE	Gases de efeitos de estufa
IPCC	<i>Intergovernmental Panel on Climate Change</i>
MAI	Modificador de Ângulo de Incidência
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracker</i> (Seguimento do Ponto de Potência Máxima)
ND	Não disponível
NOCT	<i>Nominal Operating Cell Temperature</i> (Temperatura de Funcionamento Nominal de Célula)
$OMIE_m$	Valor resultante da média aritmética simples dos preços de fecho do Operador do Mercado Ibérico de Energia (OMIE) para Portugal (mercado diário), relativos ao mês $m$
PEV	<i>Pure Electric Vehicle</i> (Veículo Elétrico Puro)
PHEV	<i>Plug In Hybrid Electric Vehicle</i> (Veículo Híbrido Elétrico Plug-in)
SLA	<i>Sealed Lead Acid</i>
SOC	<i>State Of Charge</i>
TMY	<i>Typical Meteorological Year</i> (Ano Meteorológico Típico)
VE	Veículo elétrico
VRLA	<i>Valve Regulated Lead Acid</i>



# 1. Introdução

Esta secção fornece ao leitor o enquadramento e motivação do trabalho, abordando o contexto do setor dos transportes e a difusão do conceito de “Mobilidade Sustentável”. Em seguida, apresenta a evolução do mercado global dos veículos elétricos de duas rodas, incluindo os seus impactos e desafios futuros, e os parques para carregamento solar de veículos, com enfoque nos veículos de duas rodas.

## 1.1. O novo paradigma da mobilidade: Mobilidade Sustentável

A proliferação dos transportes na sociedade atual contribuiu para o desenvolvimento das economias, influenciando o modo de vida das pessoas.

No entanto, os motores a combustão interna têm graves impactos ambientais negativos às escalas global, com a emissão de gases de efeito de estufa (GEE<sup>1</sup>) para a atmosfera, e local, com a emissão de poluentes.

Os GEE são responsáveis pelo aumento da temperatura média do planeta (aquecimento global), que tem desencadeado a redução do gelo nas regiões árticas e, conseqüentemente, o aumento do nível médio da água do mar. O setor dos transportes é responsável por 14% das emissões totais de GEE a nível global, principalmente dióxido de carbono [1].

Segundo o IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change), apesar da adoção de políticas de mitigação das alterações climáticas, as emissões de GEE aumentaram, em média, 2,2% ao ano no período de 2000 a 2010, comparado com 1,3% ao ano no período de 1970 a 2000 [1]. Esta tendência tem-se mantido nos anos mais recentes; por exemplo, em 2018, as emissões subiram 1,7% [2].

Por outro lado, estima-se que a poluição urbana seja responsável por 4,2 milhões de mortes por ano, devido a acidentes vasculares cerebrais, doenças cardíacas, cancro de pulmão e doenças respiratórias crónicas. Cerca de 91% da população mundial vive em locais onde os níveis de qualidade do ar ultrapassam os limites recomendados pela Organização Mundial de Saúde, sendo os principais poluentes os óxidos de azoto (NO<sub>x</sub>), o monóxido de carbono (CO) e a matéria particulada (PM<sub>2,5</sub> e PM<sub>10</sub>) [3].

Desde o início do século XXI, face à preocupação crescente com estes problemas ambientais, tem-se assistido a uma evolução tecnológica na indústria dos transportes. A introdução no mercado de tecnologias como veículos híbridos *plug-in* (PHEV<sup>2</sup>) ou elétricos puros (PEV<sup>3</sup>) evidencia um caminho para a progressiva descarbonização/eletrificação deste setor.

Em 2018, o parque global de automóveis elétricos (PHEVs e PEVs) atingiu os 5,1 milhões, um aumento de 63% face ao ano anterior, com os PEVs a contabilizarem 64% desse parque (Figura 1.1). Cerca de 45% da frota mundial de automóveis elétricos encontra-se na China, representando 2,3 milhões de veículos (quase o dobro do parque automóvel existente em 2017). A Europa representa 24% do parque automóvel elétrico global (1,2 milhões, dos quais 960 mil na União Europeia) e os Estados Unidos 22% (1,1 milhões). A Noruega tem a maior fração de automóveis elétricos no parque automóvel com 10% e a Islândia tem a segunda maior com 3,3% [4].

---

<sup>1</sup> Principal GEE no setor dos transportes: dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>)

<sup>2</sup> Plug In Hybrid Electric Vehicle

<sup>3</sup> Pure Electric Vehicle

## 1. Introdução

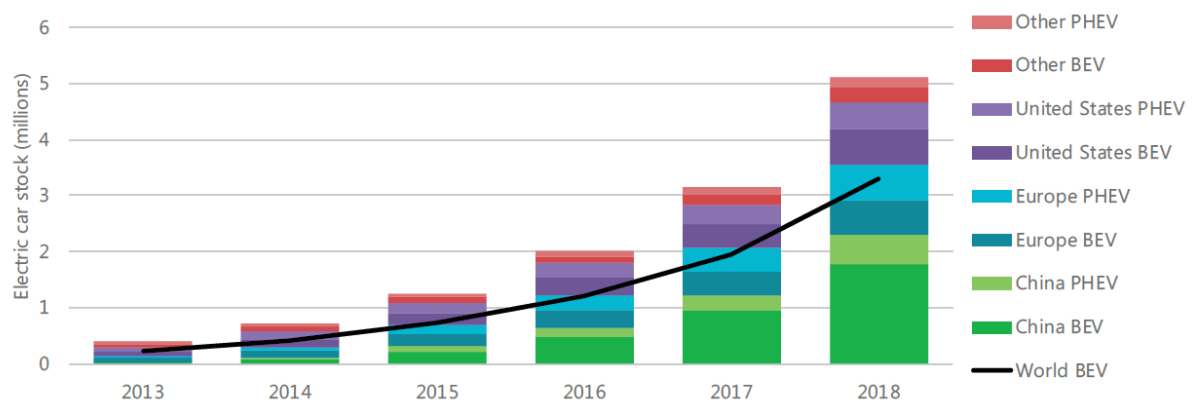


Figura 1.1: Evolução do parque global de veículos elétricos de passageiros no período de 2013 e 2018 [4].

A China possui o maior mercado de automóveis elétricos do mundo (55% do mercado global, sendo dominado pelo PEV, com 76%) e cerca de 1,1 milhões de automóveis elétricos foram vendidos em 2018 [4].

Em 2018, a Europa foi o segundo maior mercado de automóveis elétricos com 385 mil vendas, um aumento de 31% relativamente a 2017. A Noruega foi líder em termos de quota de mercado, com 50% das vendas de veículos novos sendo elétricos, um valor 2,5 vezes maior que a Islândia, que tem globalmente a segunda maior quota de mercado (17,2%) e seis vezes maior que a Suécia, a terceira maior (7,9%) [4].

Em 2018, os Estados Unidos foram o terceiro maior mercado de veículos elétricos com 361 mil vendas, um aumento de 82% face a 2017. Este crescimento em comparação com os 24% do ano anterior é explicado pela introdução no mercado do modelo *Tesla Model 3*, para o qual se registaram 134 mil vendas em 2018. No Canadá, verificaram-se 44 mil registos de carros elétricos, mais do dobro do que em 2017 [4].

Mais de dois terços das vendas de veículos elétricos em 2018 foram PEVs, tendo estado a aumentar constantemente de 50% em 2012 para 68% em 2018. Nos Estados Unidos verificou-se uma diminuição da fração de PHEVs nas vendas totais de veículos elétricos de 47% em 2017 para 34% em 2018, devido ao grande aumento de vendas de PEVs, em particular o *Tesla Model 3*. Essa fração foi mais alta na Finlândia (86%), na Suécia (75%) e no Reino Unido (69%). Pelo contrário, diminuiu em 2018 face a 2017 no Japão (47% versus 67%) e na Holanda (14% versus 22%) [4].

Estas alternativas de meios de transporte ainda se encontram a ser exploradas e melhoradas, tendo um papel preponderante no contexto da mobilidade sustentável, que consiste na capacidade de satisfazer as necessidades de transporte da sociedade atual, sem sacrificar outros valores humanos ou ecológicos essenciais hoje ou no futuro [5], contribuindo deste modo para despoluição das regiões urbanas.

Neste novo paradigma da mobilidade inserem-se as bicicletas, que até recentemente eram vistas apenas como forma de recreação e que começaram a surgir como forma de deslocação para o trabalho e casa, em países como a Holanda e Inglaterra. Os incentivos governamentais na construção de ciclovias e nos serviços de partilha (*bikesharing*) e as novas regulamentações do código da estrada que beneficiam os ciclistas têm atraído cada vez mais pessoas a usarem a bicicleta na sua rotina diária.

## 1. Introdução

No capítulo português, Lisboa é uma cidade que também está a apostar numa mobilidade urbana mais sustentável, por exemplo através da construção de ciclovias e da implementação das bicicletas partilhadas Gira. Iniciado em 2017, este serviço consiste numa rede de bicicletas partilhadas convencionais e elétricas assente em tecnologias de comunicação e georreferenciação [6]. Lisboa tem igualmente atraído a implantação abundante de empresas de trotinetes partilhadas.

As bicicletas ou *scooters* elétricas têm emergido como uma nova forma de mobilidade sustentável em contexto urbano, apresentando um grande potencial de crescimento no futuro, com todas as vantagens a elas associadas, como se abordará nas secções seguintes.

### 1.2. Mercado global das *e-bikes*

Na literatura, o termo “*e-bike (electric bicycle)*” refere-se a um veículo de duas rodas com um motor elétrico alimentado a bateria. O seu carregamento pode ser realizado removendo-a ou não do veículo e ligando-a a uma tomada ou a um posto público de carregamento elétrico apropriado para o efeito.

Essencialmente, as *e-bikes* abrangem dois tipos de configuração: aquelas que se assemelham a uma bicicleta convencional ((Figura 1.2 (a) e (b)) e as outras que se assemelham a uma *scooter* ((Figura 1.2 (c)-(f)).

A primeira configuração pode ser uma bicicleta que se desloca exclusivamente a eletricidade (por meio de um acelerador de mão) ou uma bicicleta de pedal eletricamente assistido (*pedelec* ou EPAC<sup>4</sup>), sendo a segunda vulgarmente designada por *e-scooter*, termo que também designa as scooters puramente elétricas, sem pedais, com um acelerador de mão que simplesmente ativa o motor [7].



Figura 1.2: Tipos de configuração de *e-bikes* [8].

A *pedelec* tem um motor que apenas funciona quando o condutor pedala, servindo de assistência ao pedal e não de sua substituição [7]. Esta assistência reduz o esforço necessário, sendo bastante vantajoso, por exemplo, em situações de subida, de deslocação contra o vento ou no transporte de bens e crianças [9]. O circuito eletrónico tem um sensor no pedal que mede a potência fornecida pelo condutor, enviando a informação da potência elétrica necessária ao motor. A assistência ao pedal diminui com o aumento da velocidade, sendo cortada a partir de uma certa velocidade, como mostra a Figura 1.3, por motivo de regulamentação dos países [7].

<sup>4</sup> Sigla referente a “*electrically power assisted cycle*” segundo a norma europeia EN 15194

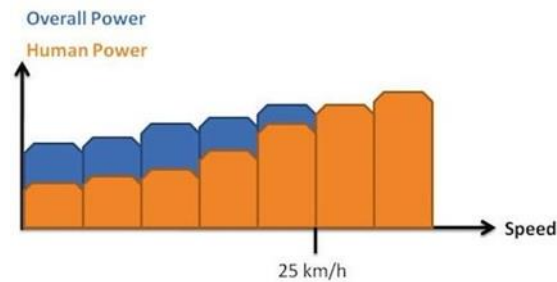


Figura 1.3: Potências intervenientes na deslocação com uma *pedelec* em função da velocidade [7].

As *e-bikes* predominantemente fabricadas na Europa e na América do Norte são do tipo da Figura 1.2(a), enquanto na China inclui-se todos os tipos da Figura 1.2. Em algumas cidades chinesas, a maioria das *e-bikes* são do tipo da Figura 1.2(d)-(f), contrariamente ao que se verifica na Europa e América do Norte, onde são relativamente raras. Em geral, as referências a *e-bikes* no contexto europeu, norte americano e australiano referem-se às *pedelecs* que, no caso específico da União Europeia, estão regulamentadas para possuir um motor apenas até 250 W e uma velocidade máxima de 25 km/h. Já no contexto asiático, podem incluir qualquer tipo de configuração presente na Figura 1.2 [8].

As *e-bikes* começaram por tornar-se comercialmente disponíveis no Japão nos inícios da década de 1980, contudo a tecnologia e os custos associados limitaram a procura até aos inícios da década de 2000, quando se tornou imperativo encontrar novas alternativas de mobilidade [8].

Atualmente, as *e-bikes* são os veículos elétricos mais vendidos no mundo, com a China a representar a maioria das vendas [8].

O mercado global das *e-bikes* encontra-se dividido entre aquelas que incorporam baterias seladas de ácido-chumbo (SLA – *Sealed Lead Acid*) e de iões-lítio. Até 2025, as projeções para o mercado das primeiras apontam para um decréscimo médio anual de -4.7%, enquanto para as segundas, por sua vez, apontam para um crescimento médio anual de 11,4% [10].

Portanto, o mercado das *e-bikes* está a progredir no sentido crescente da utilização de baterias de iões-lítio. Esta dominância tem que ver com o grande investimento nesta tecnologia, devido às suas vantagens face às baterias de ácido-chumbo, nomeadamente menor peso, maior densidade energética, maior eficiência no processo de carga e descarga e menor impacto ambiental [11]. Estas vantagens torná-la-ão na bateria *standard* a nível global no mercado das *e-bikes*.

Na China, aponta-se para o declínio das vendas de *e-bikes* devido à saturação do mercado e à proibição do seu uso em grandes áreas das principais cidades como Pequim, Shenzhen, Xangai e Guangzhou. No entanto, espera-se que o mercado das *e-bikes* com baterias de iões-lítio cresça consideravelmente na próxima década, devido ao forte investimento do governo na tecnologia e na redução de custos da bateria de iões-lítio [10].

A Europa Ocidental continua a alcançar um crescimento constante e significativo nas vendas de *e-bikes*, em grande parte na Alemanha e Holanda [10].

No que diz respeito aos EUA existe ainda um forte potencial no seu extenso mercado (cerca de 16 milhões de bicicletas por ano), prevendo-se que a penetração das *e-bikes* no mercado total de bicicletas aumente de 0,8% em 2016 para 2,4% até 2025 [10].



## 1. Introdução

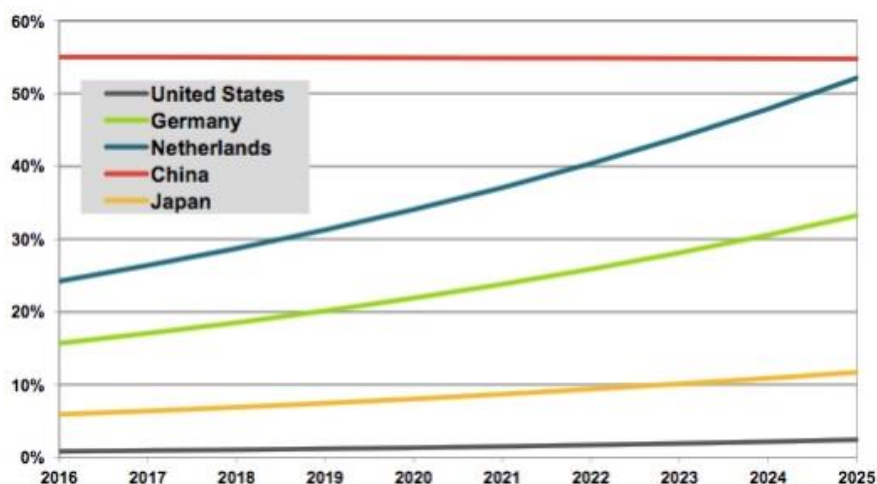


Figura 1.4: Projeção da penetração do mercado das *e-bikes* no mercado total de bicicletas por país no período 2016-2025 [10].

No geral, o mercado mundial de *e-bikes* deverá ter uma taxa de crescimento médio anual de 0,4% ao longo do período 2016-2025. Este crescimento lento deve-se principalmente ao declínio antecipado na China das vendas unitárias médias anuais (-0,8%) [10].

Contudo, excluindo a China, prevê-se que o mercado global de *e-bikes* tenha um forte crescimento, passando de 3,3 milhões de vendas em 2016 para quase 6,8 milhões em 2025, numa taxa de crescimento médio anual de 8,2%. A maior parte deste crescimento deverá ocorrer na Europa Ocidental e noutros mercados da Ásia-Pacífico, como o Japão e o Vietname [10].

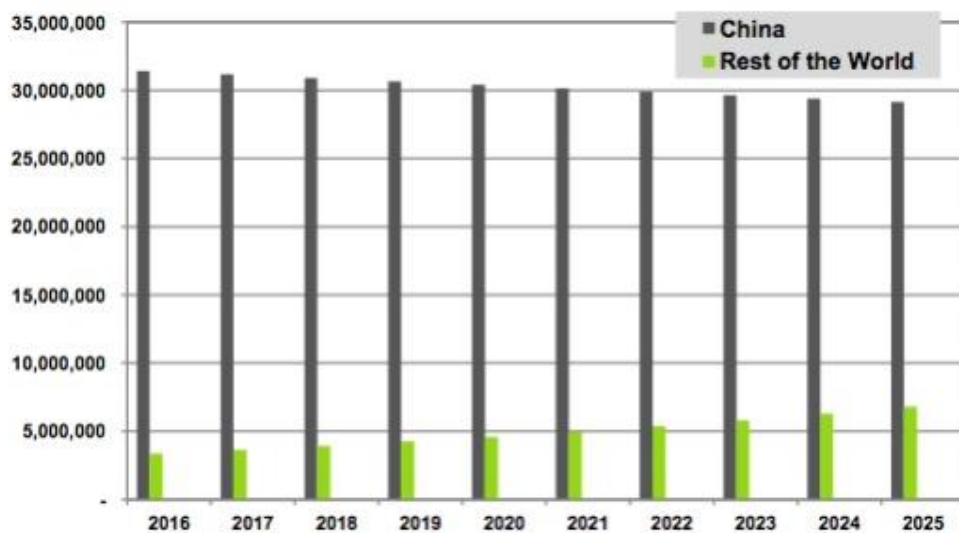


Figura 1.5: Projeções para vendas de *e-bikes* na China e no resto do mundo no período 2016-2025 [10].

No que se refere apenas às vendas de *pedelecs* na Europa, também se verifica uma evolução entre 2009 e 2016, como mostra a Figura 1.6.

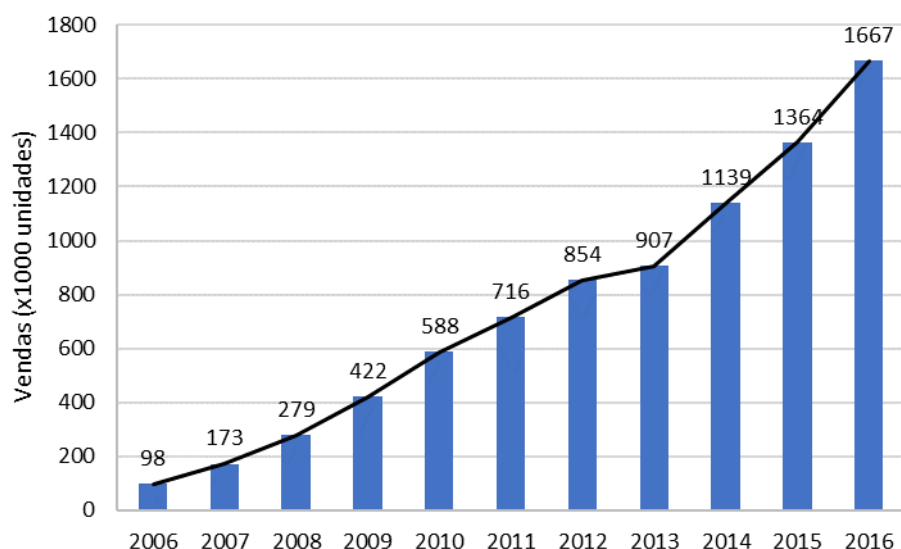


Figura 1.6: Evolução das vendas de *pedelecs* na Europa entre 2009 e 2016 [12].

A distribuição das vendas de *pedelecs* em 2016 pelos países europeus apresenta-se no gráfico da Figura 1.7.

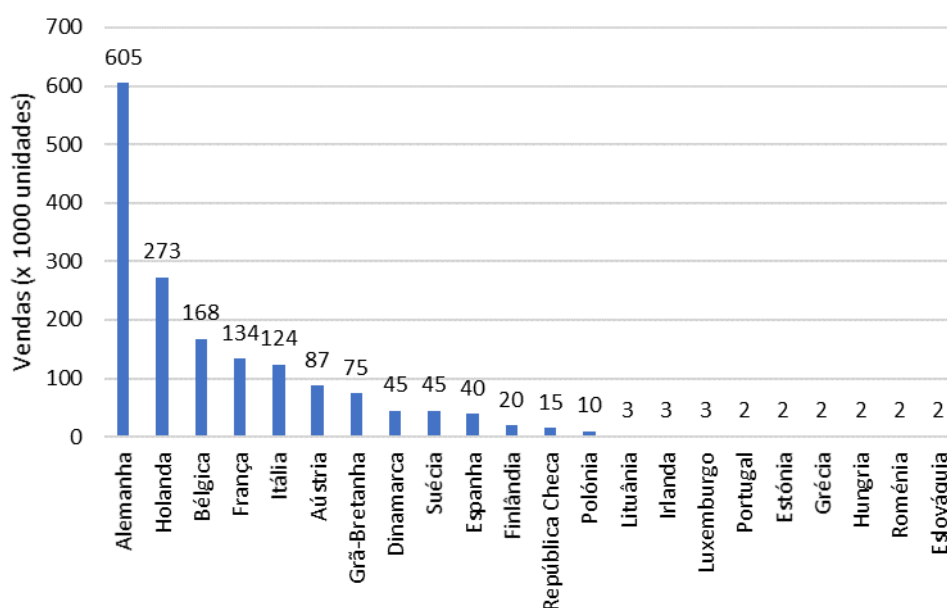


Figura 1.7: Distribuição das vendas de *pedelecs* na Europa em 2016 [12].

A Alemanha foi o país em que se registou maior número de vendas de *pedelecs* no ano 2016, que representou um aumento de 13% em comparação com 2015 e um aumento da penetração das mesmas no mercado das bicicletas para 15% [12]. A longo prazo, a ZIV aponta para uma penetração de *pedelecs* até 30% do mercado das bicicletas [12].

A Figura 1.8 mostra a contribuição de cada país para a produção total de *pedelecs* verificadas na Europa no ano de 2016, contabilizado em 1164 milhões de unidades [12].

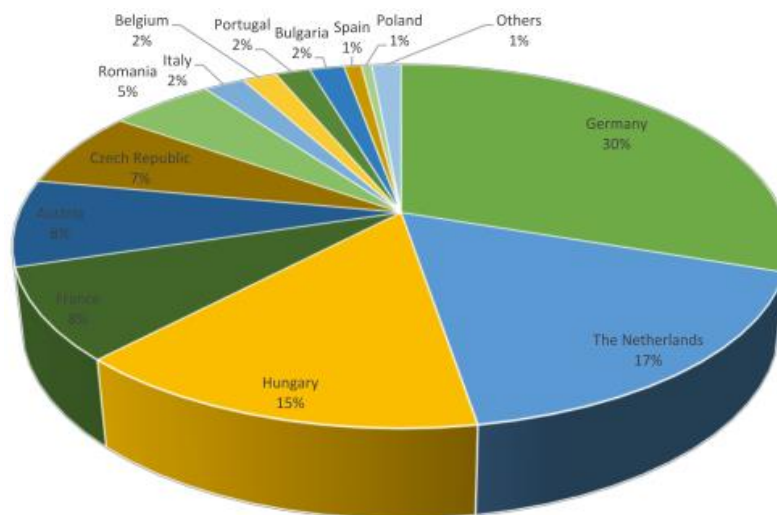


Figura 1.8: Contribuição de cada país para a produção total de *pedelecs* na Europa (EU28) em 2016 [12].

### 1.3. Impactos e desafios futuros das *e-bikes*

O uso das *e-bikes* traz vantagens individuais e sociais, nomeadamente [13]:

- Tem o potencial de substituir viagens de carro de curtas ou médias distâncias e diminuir o tempo destas face às bicicletas convencionais;
- Reduz o trânsito, o ruído e a poluição atmosférica em áreas urbanas;
- Contribui para uma mobilidade mais saudável, integrando o exercício físico nas rotinas diárias dos utilizadores;
- Tem custos de utilização desprezáveis face ao uso do automóvel;
- Reduz significativamente os problemas com o estacionamento.

A exposição dos ciclistas ao ar poluído das áreas urbanas também tem sido objeto de vários estudos, concluindo-se que as consequências negativas aumentam com a frequência respiratória [14].

O projeto de *e-bikes* com tecnologia capaz de responder em tempo real a um sensor de poluição permite a redução do esforço do ciclista quando os níveis de poluição se mostram elevados [15].

Assim, as *e-bikes* apresentam uma vantagem face às bicicletas tradicionais pois, promovendo a assistência elétrica em áreas mais poluídas, contribuem para a diminuição da frequência respiratória e, por sua vez, do volume de ar inalado, permitindo a redução da exposição à poluição [16].

Apesar de este tipo de veículos não ter associado emissões locais de GEE e poluentes, existem impactos ambientais negativos no que diz respeito ao fabrico das baterias [13].

As emissões relativas ao fabrico das *e-bikes* são variáveis consideradas em alguns estudos. Os impactos ambientais das *e-bikes* dependem em grande medida do meio de transporte que substituem, isto é, se elas substituírem os meios não motorizados (andar a pé ou de bicicleta), resultará daí um impacto negativo no ambiente [8].

Algumas barreiras tecnológicas são apontadas quando nos referimos a estes veículos [13]:

- Preço superior destas face às bicicletas convencionais;

- O maior peso face às bicicletas convencionais dificulta a manobra no estacionamento das mesmas, na elevação sobre os obstáculos, na colocação nos transportes públicos ou na traseira dos carros;
- Existem preocupações com o desempenho da bateria, particularmente nos meses de inverno, bem como a sua longevidade e custo elevado de substituição;

O mercado destes veículos está ainda numa fase inicial do seu desenvolvimento, pelo que melhorias no desenvolvimento das baterias, incluindo tamanho, peso, tempo de carga e alcance podem estimulá-lo [13].

A inovação tecnológica poderá desencadear uma oferta de *e-bikes* inteligentes, integrando carregamento regenerativo e dispositivos internos de segurança/imobilização [13].

### 1.4. Parques para carregamento solar de veículos elétricos

A constante procura por soluções sustentáveis de mobilidade tem levado ao desenvolvimento dos motores elétricos e baterias para integração em veículos elétricos (VEs), nomeadamente em automóveis e bicicletas.

As baterias destes veículos são, na maioria dos casos, carregadas em postos de carregamento próprios ligados à rede elétrica existente. No entanto, a eletricidade proveniente desta tem ainda uma forte componente de fontes de energia não renováveis.

Assim, a crescente preocupação relacionada com a utilização destas fontes de energia para produção de eletricidade tem contribuído para a mudança do paradigma energético. Este baseia-se na integração de fontes de energia renováveis na rede elétrica, diminuindo a dependência relativamente aos combustíveis fósseis.

Os parques de estacionamento têm um grande potencial como local para carregamento de VEs, uma vez que os automóveis se encontram estacionados a maior do tempo.

Neste contexto, surgiram projetos de parques para carregamento de VEs a partir de painéis fotovoltaicos (FV), aplicados a edifícios públicos e privados e estações de serviço de combustíveis fósseis, conjugando o setor das energias renováveis com o setor do transporte.

O projeto *InCh* da empresa portuguesa *Enforce* é um exemplo concretizado deste conceito para carregamento rápido de VEs, gerando eletricidade localmente através de painéis FV, apresentando a vantagem de fazer reduzir significativamente as perdas na distribuição comparativamente com um posto tradicional [17].



Figura 1.9: Estação de carregamento *Inch* da *Enforce* [18].

Outra das vantagens destes sistemas é o sombreamento que as suas estruturas de suporte oferecem, minimizando-se a utilização de material metalomecânico para o efeito [17].

A desvantagem deste tipo de carregamento relaciona-se com a variabilidade da energia solar, e portanto só poder ser efetuado no período diurno pelo que, nos outros períodos, se recorre à rede elétrica existente ou a um sistema de armazenamento constituído por baterias.

### 1.5. Estações solares fotovoltaicas para carregamento de *e-bikes*

A Figura 1.10 mostra a estação de carregamento *SunPod Cyclo*, instalada no Centro Europeu de Empresas e Inovação, em Nice, desde 2012.

Esta estação, não estando ligada à rede elétrica, produz localmente energia solar fotovoltaica, que é armazenada em baterias internas, tornando-a autossuficiente. Tem uma estrutura modular para três bicicletas, tendo capacidade de acoplar módulos adicionais, dependendo do tráfego de bicicletas e das necessidades energéticas. Outras das características desta estação é o facto de não requerer fundações, sendo facilmente transportável. Possui também um sistema inteligente, permitindo ao utilizador/operador gerir remotamente a estação e a sua frota de bicicletas [19].



Figura 1.10: Estação de carregamento solar *SunPod Cyclo* [19].

Atualmente, também algumas universidades já se encontram a explorar o potencial da energia solar para carregar *e-bikes*, com alguns projetos desenvolvidos e outros em fase de teste.

A Universidade de Tecnologia de Delft (Holanda) desenvolveu um projeto que utiliza um sistema para carregamento com e sem fios (*wireless*) em corrente contínua (c.c.) e alternada (c.a.) de *e-bikes* e *e-scooters* (Figura 1.11) [9][10].

Na Universidade de Twente (Holanda) está atualmente em fase de teste um projeto “*Solar powered e-bike*” inserido no programa “*Living Smart Campus*”, que usará o carregamento solar para seis *e-bikes* [22].

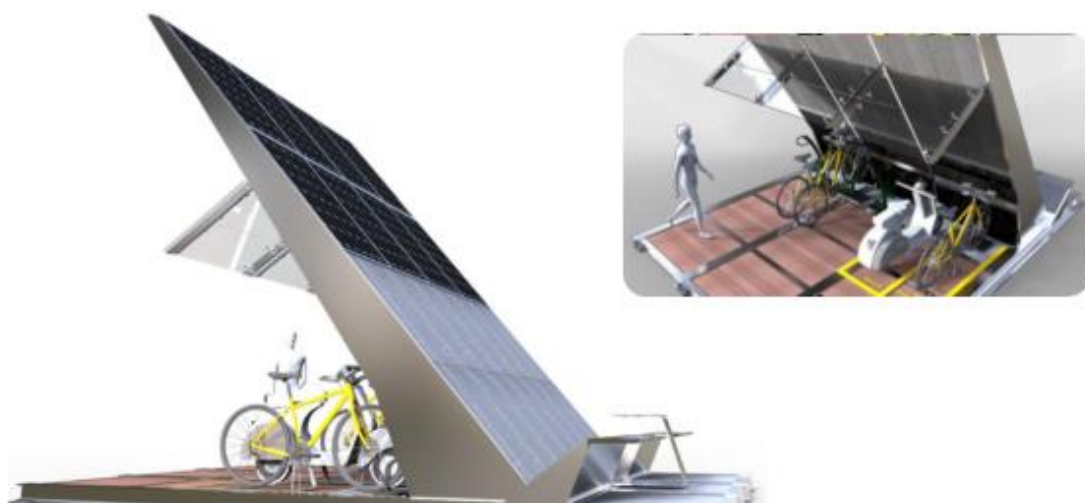


Figura 1.11: Projeto desenvolvido pela Universidade de Tecnologia de Delft [20].



## 1. Introdução

---

Em Eindhoven, na Holanda, foi implementado o *Solar Mobility Hub* (Figura 1.12), um projeto de partilha de *e-bikes* com uma estação de carregamento com painéis FV. Este projeto destina-se a solucionar os problemas relacionados com o trânsito e estacionamento que várias empresas da região enfrentam [23].



Figura 1.12: *Solar Mobility Hub* [23].

A Universidade de Tennessee (EUA) desenvolveu o mesmo conceito de projeto [24]. Esta combinação entre bicicletas elétricas e serviços de partilha poderá ser uma das soluções futuras para incrementar a adesão a este novo paradigma da mobilidade.

Em Portland (Oregon, EUA), o Museu da Ciência e Indústria (OMSI) tem instalado um sistema de carregamento em c.a. com painéis FV para quaisquer veículos elétricos e dispositivos eletrónicos portáteis, cujos pontos de abastecimento operam a uma tensão de 120 V [25].

Em Austin (Texas, EUA), desenvolveu-se uma estação semelhante, designado *Electric Drive Solar Kiosk*, que permite o carregamento rápido em c.c. de bicicletas elétricas, *scooters* e cadeiras de rodas [26].

Com o aumento de vendas e as perspetivas de expansão, a empresa japonesa *Kyocera*, incentivada pelo governo local e pela procura de empresas de aluguer de veículos em áreas turísticas, desenvolveu a *Solar Cycle Station*, que consiste numa infraestrutura de carregamento de *e-bikes* mais ampla. A *Kyocera Communication Systems*, um ramo da empresa, encarrega-se das vendas e instalação destes sistemas no Japão, promovendo ainda a sua aplicação em diversos locais, tais como edifícios governamentais, centros comerciais, locais de trabalho, escolas e áreas turísticas [27].

No Reino Unido, a *ZedFactory* desenvolveu o *Zed Dock/Solar Tree* (Figura 1.13) que permite o carregamento público de *e-bikes* [28]. Consiste num sistema de painéis FV com uma potência total de 3 kWp, que podem ser orientados em qualquer direção para maximizar a potência solar incidente [28]. Este sistema não requer fundações, tendo sido concebido para integrar a estrutura da cidade como mobiliário urbano em ruas, parques e espaços públicos, com o fim de minimizar o seu impacto visual, através do seu *design* único. Tem ainda incorporado duas baterias de lítio para carregar outros modelos de *e-bike* [28].

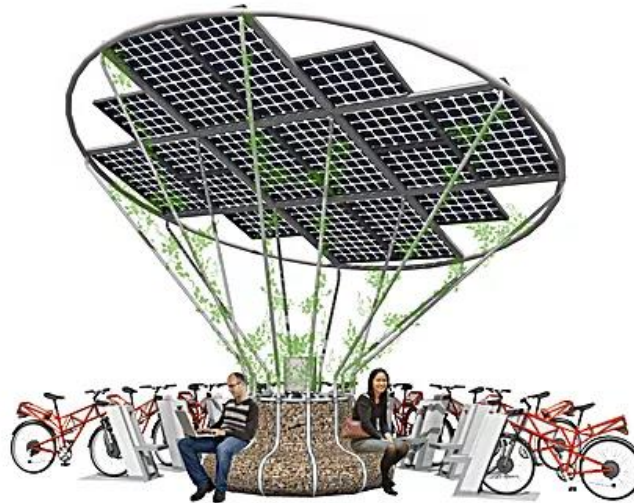


Figura 1.13: Zed Dock/Solar Tree [28].

Por outro lado, na ilha de Wight no Reino Unido integraram-se estações de carregamentos de *e-bikes* em diversos cafés e *pubs* para servir os clientes [29].

Já a província italiana de Bolzano tem em curso um programa que visa a diminuição do trânsito urbano, através da partilha de carros, motos e bicicletas elétricas, sendo a estação de carregamento solar *E-Move* (Figura 1.14) uma parte essencial do programa. Esta foi projetada pela *MM Design* para ser uma estrutura integrante do cenário da cidade, sendo constituída por oito painéis FV e por materiais ambientalmente sustentáveis [30].



Figura 1.14: Estação de carregamento solar *E-Move* [30].



### 1.6. Objetivos

O projeto da conjugação de bicicletas elétricas, um promissor meio de transporte e não poluidor, com o carregamento das suas baterias através de uma fonte de energia renovável, a solar, é o principal foco desta tese. Mais concretamente, consiste num estudo técnico e financeiro de um sistema de carregamento usando painéis fotovoltaicos, mostrando duas configurações de sistema possíveis: autónomo e com ligação à rede.

Este estudo foi realizado de acordo com a procura de energia pelos utilizadores e a disponibilidade de energia solar existente no local, mas poderá ser utilizado para outros casos de estudo.

### 1.7. Estrutura da tese

A tese encontra-se estruturada da seguinte forma:

- Secção 2: Apresentação mais extensa do estado da arte relativamente a estudos prévios e casos práticos referentes a parques fotovoltaicos para carregamento de veículos elétricos e, mais especificamente, de bicicletas elétricas;
- Secção 3: Apresentação dos conceitos teóricos que sustentam o estudo;
- Secção 4: Descrição da metodologia aplicada no projeto da estação solar, na análise energética e financeira do sistema;
- Secção 5: Apresentação e discussão dos resultados;
- Secção 6: Apresentação das principais conclusões e limitações do estudo, bem como recomendações para trabalho futuro.



## 2. Estado da Arte

Esta secção apresenta um resumo do estado da arte, nomeadamente no que diz respeito a estudos prévios e casos práticos referentes a parques fotovoltaicos para carregamento de veículos elétricos, com ênfase para as bicicletas e *scooters*.

### 2.1. Parques fotovoltaicos para carregamento de carros elétricos

Na Ref. [31] investigou-se a possibilidade de carregamento de veículos elétricos no local de trabalho (Holanda), usando a energia solar.

Na primeira fase deste estudo, determinou-se a inclinação ótima dos painéis FV para a maximização da produção energética anual. Esta foi estudada recorrendo a um conjunto de dados meteorológicos com resolução de um minuto, como a irradiância solar e temperatura, aplicando as equações da geometria solar, tendo em conta o comportamento das células fotovoltaicas em condições não padrão e desprezando o possível sombreamento provocado pelos edifícios e árvores nas proximidades da estação.

Para a melhor orientação (sul), foi calculada a produção de energia FV em função do tempo e a energia média diária e mensal produzida pelo sistema num dado ano. Concluiu-se que a baixa produção FV diária no inverno comprometeria o carregamento das baterias dos VEs, sendo necessário um sistema ligado à rede elétrica que garantisse um fornecimento fiável de energia [31].

Um sistema de seguimento solar (*tracking*) para aumentar a produção no inverno foi também estudado, tendo os resultados mostrado poucos ganhos solares no inverno e altos ganhos no verão, tornando-o economicamente inviável (Figura 2.1) [31].

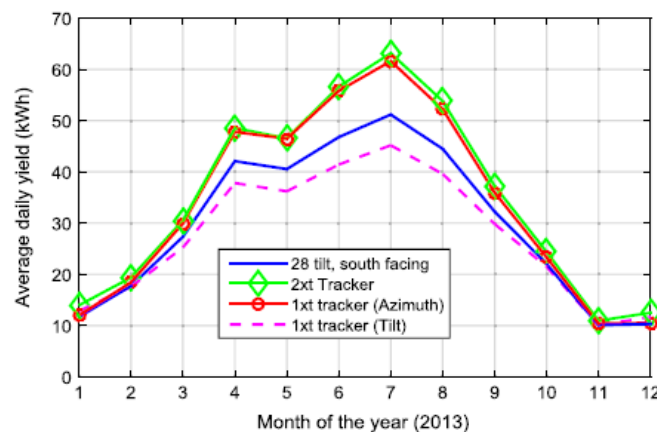


Figura 2.1: Variação da produção média mensal para 2013 para uma orientação fixa (a azul) e considerando um sistema de seguimento de um eixo (azimute ou altura solares, a vermelho e a tracejado, respetivamente) e dois eixos (azimute e altura solares, a verde) [31].

Em seguida, foi estudado o carregamento dinâmico de VEs, que permite um carregamento a potência variável, de modo a aproximar-se do perfil de geração FV, minimizando a dependência da rede [31]. Vários perfis de carregamento baseados no perfil de produção FV foram comparados com esse objetivo.

## 2. Estado da arte

---

A energia trocada com a rede foi estimada para dois cenários: (1) carregamento de VEs nos sete dias da semana (aplicável a centros comerciais, teatros, etc.) e (2) carregamento de VEs apenas nos dias úteis (aplicável a serviços, universidades e fábricas).

Numa última fase, estudou-se a possibilidade de integração de um armazenamento local de energia na forma de um banco de baterias, em particular o impacto da variação da sua capacidade na energia trocada com a rede. Concluiu-se que a troca de energia com a rede diminuía com o aumento da capacidade do armazenamento, mas só até a um certo ponto, não eliminando inteiramente a dependência da rede, devido às grandes variações sazonais da irradiância solar disponível.

Na Ref. [32] apresenta-se um estudo de um projeto de uma estação de carregamento para VEs no campus principal da Universidade de Palermo (Itália).

A partir dos resultados obtidos de questionários aos alunos e trabalhadores da universidade, mas também simulando o desempenho do VE durante as viagens diárias, foi possível obter o perfil de potência elétrica requerida para o seu carregamento.

A simulação do desempenho do VE baseou-se na sua modelação a partir do balanço de forças a que ele está sujeito enquanto se desloca e na utilização de um ciclo simplificado de condução urbana, definido pela EPA (*US Environmental Protection Agency*) para medir as emissões de escape e o consumo de combustível dos automóveis. Visto que o ciclo de condução utilizado era simplificado, não sendo representativo de todas as deslocações diárias, o modelo teve de ser validado a partir da comparação dos resultados com ele obtidos com aqueles obtidos a partir de medições reais [32].

Concluiu-se que a recuperação da variação de carga ocorrida na bateria causaria um pico de procura na rede elétrica, que poderia causar problemas na sua estabilidade e interrupções do serviço, sendo necessário uma adicional produção local de energia para gerir este pico. As duas soluções estudadas foram a combinação de um sistema FV orientado a sul com um sistema de armazenamento e um sistema FV com orientação a este, sendo que, a partir de uma comparação técnico-económica, a segunda prevaleceu sobre a primeira [32].

Nas Refs. [33] e [34] estudou-se a viabilidade técnico-económica da aplicação do carregamento solar de VEs ao parque de estacionamento exterior da estação de comboios da Fertagus em Almada, analisando diversos cenários com diferentes modelos de negócio.

Primeiramente, obtiveram-se os dados de ocupação horária do parque de estacionamento. Numa segunda fase, foi realizado o dimensionamento, utilizando dados da irradiância solar e temperatura para o local em estudo, tal como na referência [31]. Foram abordadas duas configurações com diferentes orientações dos painéis: aquela que maximizaria a radiação solar incidente por unidade de área (orientação sul) e outra com orientação da maioria dos blocos de estacionamento do parque (sudeste) [34]. Em ambos os casos, determinou-se a melhor inclinação dos painéis para maximizar a captação solar. Concluiu-se que, apesar de a segunda configuração resultar numa menor captação de energia solar por unidade de área, ela permite a instalação de uma maior área de painéis, resultando numa maior produção FV [33].

Numa terceira fase, analisou-se a conjugação do perfil da produção com o perfil do carregamento, analisando-se dois planos de carregamento:

- Carregamento sem controlo – Assume que, quando o veículo chega ao parque, o carregamento é iniciado imediatamente. Os VEs são carregados primariamente pela energia FV e pelo banco de baterias instalado no parque. Quando estes não são suficientes para suprir a carga, a eletricidade é importada da rede [34].

- Carregamento com controlo – Gere-se os carregamentos de forma a maximizar o aproveitamento da energia solar, evitando o recurso a um banco de baterias do parque ou à rede. Contudo, quando a energia FV não é suficiente para suprir a carga, é importada eletricidade da rede [33][34];

Um plano de carregamento controlado demonstrou ser menos dependente da rede do que o baseado no armazenamento da energia solar para uso posterior num cenário de carregamento sem controlo [34].

### 2.2. Parques fotovoltaicos para carregamento de *e-bikes*

Na Ref. [35] estudou-se um projeto de uma estação piloto de carregamento solar de *e-bikes* para a Universidade de Delft (Holanda).

Tal como em referências anteriores, otimizou-se a posição do painel e, para essa posição, foi considerado um modelo de previsão de produção FV a partir de dados meteorológicos da região em estudo. Em seguida, foram estudadas duas topologias de sistema, sob dois perfis de carga diferentes: uma estação de carregamento autónoma e outra conectada à rede com um sistema de armazenamento de energia.

Concluiu-se que a primeira topologia resultava numa grande quantidade de energia que não era aproveitada nos meses de verão [35]. Para colmatar este problema, estudou-se a possibilidade de ligação à rede, que garantisse o fornecimento de energia ao sistema nos meses de inverno bem como o escoamento do excesso de produção FV nos meses de verão [35].

Realizou-se uma análise ambiental apenas do ponto de vista energético, ou seja, os impactos dos processos de fabrico não foram estudados [35]. Concluiu-se que, apesar do consumo intensivo de energia no fabrico de todos os componentes do sistema FV, este resultava numa produção energética líquida positiva ao longo da sua vida útil [35].

Concluiu-se que a implementação de tal estação não só era tecnicamente viável, como apresentava benefícios ambientais e económicos, especialmente se implementada em larga escala [35].

Na Ref. [36] apresentou-se um estudo realizado numa estação de carregamento solar para *e-bikes* de 5.52 kWp, implementado em Eindhoven (Holanda), cujo principal objetivo foi encontrar a configuração que revelasse melhor fiabilidade para funcionamento autónomo. A estação foi projetada para o carregamento de sete *e-bikes* e para o fornecimento de eletricidade a um ecrã de publicidade de consumo intensivo [36].

A metodologia aplicada baseou-se na aplicação de um modelo e respetiva validação com medições experimentais realizadas no local. No modelo, utilizaram-se dados de irradiância do local e um perfil de consumo total em corrente alternada (c.a.), que corresponde à soma da carga base (baseada em medições reais) com um perfil de carregamento de *e-bikes* dependendo do pressuposto (ou medições, quando disponíveis) nos diversos cenários [36].

A Figura 2.2a) mostra os perfis reais de produção FV e do carregamento em c.a. das *e-bikes* para esta estação para uma semana arbitrária no período total de teste [36]. É possível observar-se que o carregamento das *e-bikes* ocorre principalmente de manhã, quando os seus utilizadores chegam ao trabalho [36]. Este pico de procura coincide aproximadamente com os picos da produção FV, existindo, contudo, algumas alturas do dia em que existe défice de produção.

A Figura 2.2b) apresenta os resultados do modelo aplicado a diferentes cenários, verificando-se que apenas a produção FV por si só não é suficiente para suprir a carga, pelo que se torna necessário recorrer

## 2. Estado da arte

à rede. Com o aumento do número de *e-bikes* para carregamento, a carga não suprida torna-se maior, diminuindo a fiabilidade do sistema [36].

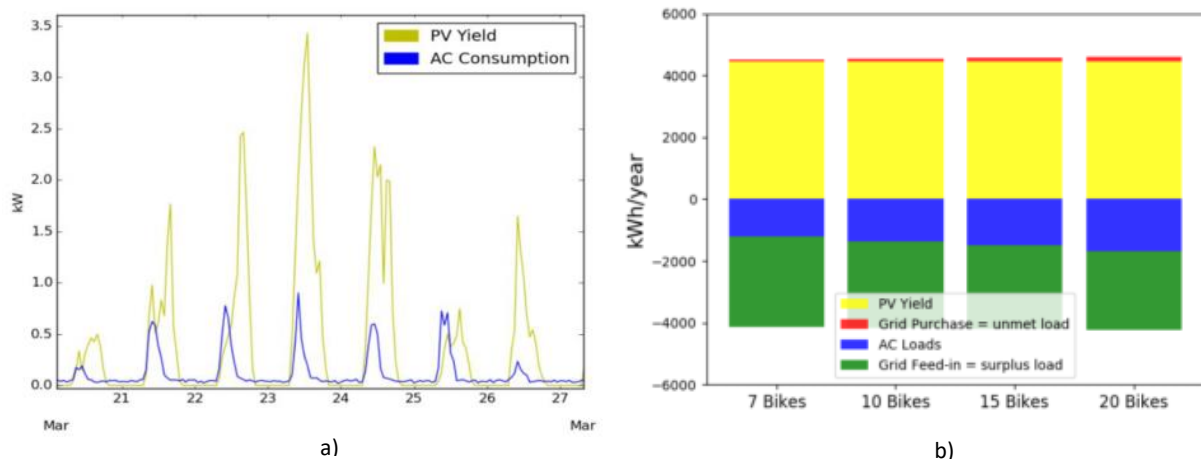


Figura 2.2: (a) Produção FV (a verde) e consumo c.a. devido ao carregamento das *e-bikes* (a azul) em função do tempo para uma semana de março de 2017 [36]. (b) Resultados do modelo para a configuração atual nos diferentes cenários: produção FV (a amarelo), carga não suprida (a vermelho), carga total (a azul) e excesso de produção FV [36].

O estudo demonstrou que o sistema apresenta um alto nível de fiabilidade ( $>90\%$ ), mesmo para o dobro das *e-bikes* para o qual foi projetado [36]. Este nível aumenta ( $>99\%$ ) no cenário em que o ecrã de publicidade se encontra desligado [36].

Na Ref. [37] foi estudado um sistema de partilha de *e-bikes* com carregamento solar, na cidade de Gotemburgo (Suécia).

A primeira fase do estudo centra-se na análise da produção fotovoltaica em ambiente urbano, seguindo-se a energia requerida pelas *e-bikes* e, finalmente, o balanço energético resultante, para diferentes configurações do sistema, sendo as suas vantagens e desvantagens resumidas na *Tabela 2.1*.

A produção fotovoltaica em ambiente urbano foi estudada recorrendo ao método apresentado na Ref. [31] com dados horários, sendo ainda aplicado um método para estimar as perdas devidas ao possível sombreamento provocado pelos edifícios e árvores nas proximidades da estação.

O estudo da energia requerida pelas *e-bikes* baseou-se na sua modelação através de um balanço de forças que nela são exercidas e que depende de um conjunto de fatores, entre eles, a escolha da rota da viagem, a inclinação do terreno, o peso do condutor e especificações da *e-bike*. Para isso, foram feitas algumas considerações para valores típicos de algumas variáveis presentes nestas equações e assumiu-se um percurso numa estrada com três segmentos de diferentes inclinações para três perfis de condução diferentes (viajante habitual, turista e casual).

Tabela 2.1: Vantagens e desvantagens das diferentes configurações do sistema [37].

<b>Esquema</b>	<b>Vantagens</b>	<b>Desvantagens</b>
Sem ligação à rede	Possibilidade de mobilidade Inexistência de mão-de-obra para colocação de alicerces	O excesso de produção fotovoltaica não pode ser utilizado
Com ligação à rede e sem armazenamento	Solução fácil	O recurso à rede pode ser elevado
Com ligação à rede e com armazenamento	O excesso de produção fotovoltaica pode ser armazenado, minimizando o recurso à rede	Solução mais complexa e cara

A Tabela 2.2 resume a metodologia abordada em cada um dos estudos acima referenciados, de modo a fornecer uma perspetiva geral destes.

Tabela 2.2: Resumo do estado da arte.

<b>Autores do estudo</b>	<b>Configuração do sistema fotovoltaico</b>			<b>Análise económica</b>	<b>Análise ambiental</b>
	Sem ligação à rede	Com ligação à rede e com sistema de armazenamento de energia	Com ligação à rede e sem sistema de armazenamento de energia		
Chandra Mouli et al. [31]	X	✓	X	X	X
Miceli and Viola [32]	✓	X	X	✓	X
Figueiredo [33]	X	✓	✓	✓	X
Figueiredo et al. [34]	X	✓	✓	✓	X
Narayan [35]	✓	✓	X	✓	✓
Valckenborg et al. [36]	X	✓	X	X	X
Fogelberg [37]	✓	✓	✓	X	X





### 3. Conceitos Teóricos

Nesta secção são apresentados alguns conceitos e sua componente analítica utilizados em energia solar. Na Secção **3.1. Radiação e geometria solar** aborda-se as componentes da radiação solar que atingem a superfície terrestre e apresentam-se as equações da geometria solar.

Na Secção **3.2. Energia solar fotovoltaica** apresenta-se a metodologia usada na análise energética de sistemas fotovoltaicos.

#### 3.1. Radiação e geometria solar

A luz solar que atinge a superfície terrestre é composta por uma fração direta e outra difusa. A **radiação direta** vem segundo a direção do Sol, produzindo sombras bem definidas em qualquer objeto, enquanto a **radiação difusa** provém de todas as direções do céu, exceto da direção do Sol.

Considerando um plano inclinado na superfície terrestre, este recebe, para além destas componentes, a **radiação refletida** a partir do solo ou outras superfícies (Figura 3.1). Assim, a irradiância<sup>5</sup> global incidente no plano inclinado é traduzida pela Equação (3.1).

$$G_{inc} = B_{inc} + D_{inc} + R_{inc} \quad (3.1)$$

Onde:

$B_{inc}$  – Irradiância direta no plano inclinado [ $\text{W/m}^2$ ]

$D_{inc}$  – Irradiância difusa no plano inclinado [ $\text{W/m}^2$ ]

$R_{inc}$  – Irradiância refletida no plano inclinado [ $\text{W/m}^2$ ]

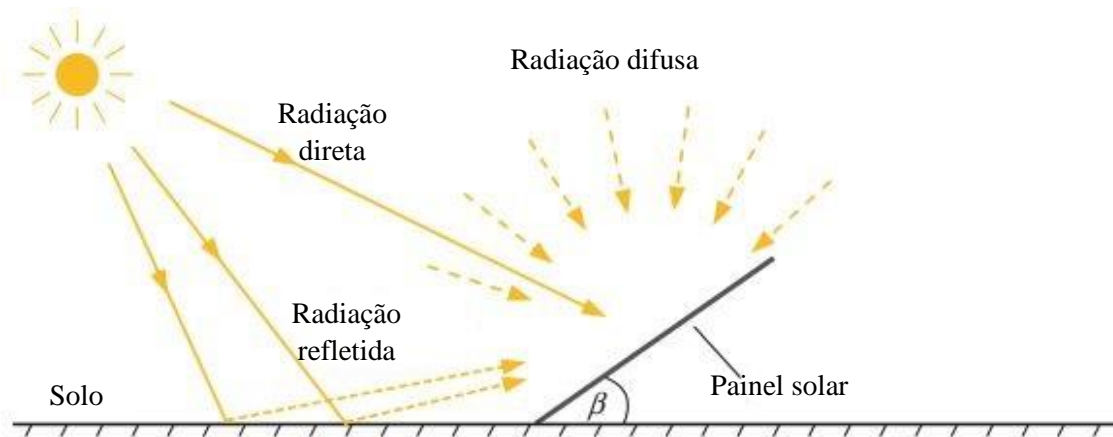


Figura 3.1: Componentes da radiação solar incidente num painel [38].

O conhecimento exato da localização do sol ao longo do seu percurso celestial é fundamental para determinar a irradiância solar e a energia produzida pelas instalações solares. Esta pode ser definida, em qualquer local, pela altura solar e pelo azimute solar (Figura 3.2). No campo da energia solar, o sul é referido geralmente como azimute  $0^\circ$ , sendo os símbolos negativos e positivos atribuídos aos ângulos orientados a este ( $-90^\circ$ ) e a oeste ( $90^\circ$ ), respetivamente.

<sup>5</sup> A irradiância é uma medida da densidade de potência de luz (potência por unidade de área), sendo expressa em  $\text{W/m}^2$  [43].

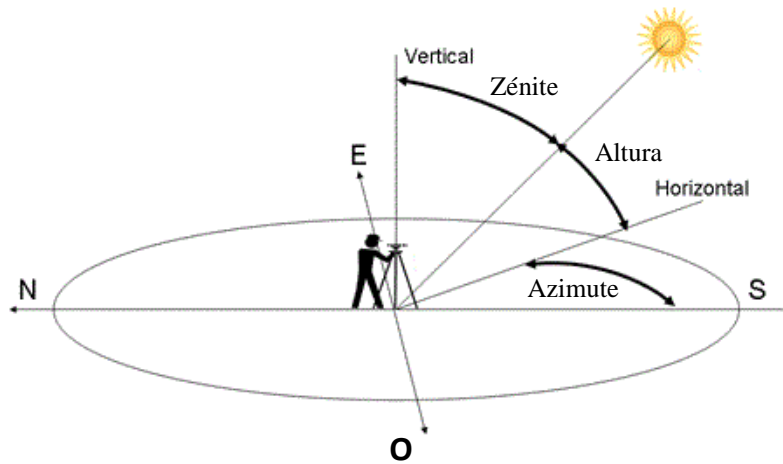


Figura 3.2: Coordenadas solares [39].

A determinação das coordenadas solares para cada dia e para cada hora obedece a um procedimento sequencial baseado na definição e cálculo de certos ângulos, alguns deles apresentados na Figura 3.3.

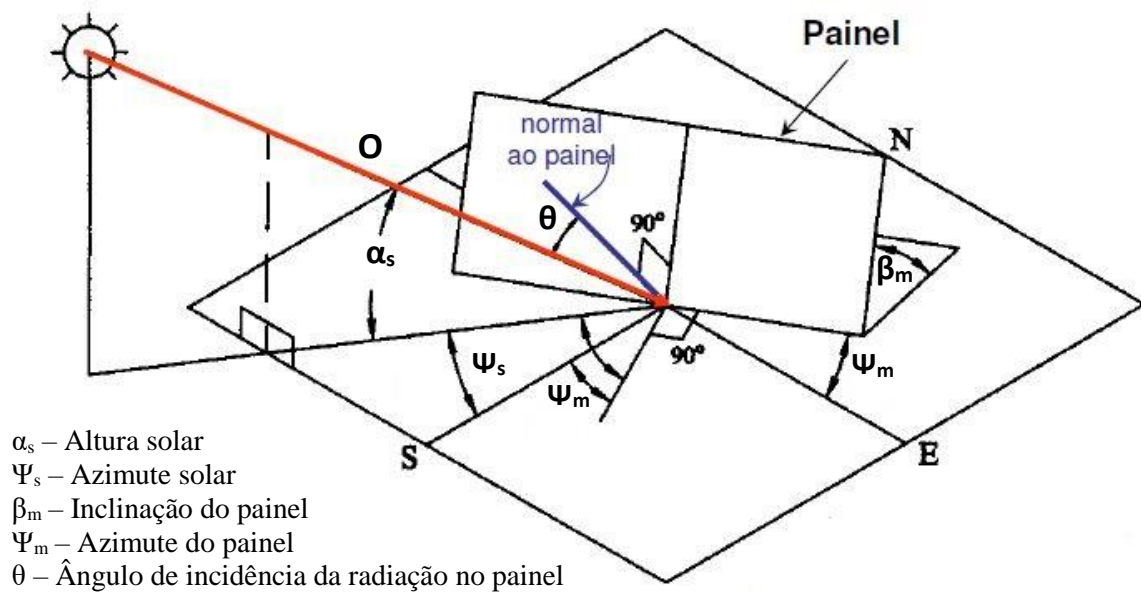


Figura 3.3: Definição de ângulos para a análise energética de um sistema solar [40].

A **declinação solar** é o ângulo formado entre a direção da radiação e o plano do equador, variando entre  $23,45^\circ$  (solstício de verão) e  $-23,45^\circ$  (solstício de inverno) segundo a Equação (3.2) [41].

$$\delta = 23,45^\circ \sin \left( 2\pi \frac{284 + J}{365} \right) \quad (3.2)$$

Onde  $J$  corresponde ao dia juliano, contado a partir do dia 1 de janeiro.

### 3. Conceitos Teóricos

Os cálculos em energia solar são baseados na **hora solar**, a qual será definida pelo ângulo solar horário. Para a conversão da **hora legal**<sup>6</sup> em hora solar consideram-se as Equação (3.3), Equação (3.4) e Equação (3.5) [42].

$$t = h - FC_{tempo} \quad (3.3)$$

Onde  $t$  é a hora solar,  $h$  é a hora legal e  $FC_{tempo}$  é o fator de correção do tempo (Equação (3.4)).

O **fator de correção do tempo** (em horas) é dado pela Equação (3.4) [42].

$$FC_{tempo}(h) = \frac{\Lambda_{mer.loc}(^{\circ}) - \Lambda(^{\circ})}{15} - E_{tempo} \quad (3.4)$$

Onde:

$\Lambda$  – Longitude do local (para Lisboa,  $\Lambda = -9,15^{\circ}$ )

$\Lambda_{mer.loc}$  – Longitude do meridiano local (para Lisboa,  $\Lambda_{mer.loc} = 0$ , correspondendo ao meridiano de Greenwich, a este de Lisboa)

$E_{tempo}$  – Equação do tempo (Equação (3.5))

A **equação do tempo** (em horas) é uma equação empírica que corrige a excentricidade da órbita e a inclinação axial da Terra, obtendo-se pela Equação (3.5) [42].

$$E_{tempo}(h) = 0,0072 \cos(Y) - 0,0528 \cos(2Y) - 0,012 \cos(3Y) - 0,1229 \sin(Y) - 0,1565 \sin(2Y) - 0,0041 \sin(3Y) \quad (3.5)$$

Onde  $Y(rad) = 2\pi J$  e  $J$  é o dia juliano.

O **ângulo solar horário** converte a hora solar local num ângulo descrito pelo movimento do sol relativamente ao meio-dia (Equação (3.6)) [41][42].

$$\omega_s = 15^{\circ}(t - 12) \quad (3.6)$$

Onde  $t$  é a hora solar local (entre 0 e 23)

A **altura solar** é o ângulo formado entre os raios solares e o plano horizontal, sendo calculada pela Equação (3.7) [41][42][43].

$$\alpha_s = \arcsen(\sin(\delta)\sin(\varphi) + \cos(\delta)\cos(\varphi)\cos(\omega_s)) \quad (3.7)$$

Onde:

$\delta$  – Declinação solar

$\varphi$  – Latitude do local

$\omega_s$  – Ângulo solar horário

Se na equação anterior o argumento estiver entre 0 e -1, isto significa que o Sol não é visível (noite), sendo neste caso a radiação global incidente no painel nula.

---

<sup>6</sup> A hora legal é também chamada de hora oficial, que corresponde à hora do relógio.

### 3. Conceitos Teóricos

Por vezes, em vez da altura solar, é usado o **zénite solar**, que é o ângulo complementar da altura solar (ângulo formado entre os raios solares e a normal ao plano horizontal, Figura 3.2), sendo calculado pela Equação (3.8) [44][45]:

$$\theta_z = 90^\circ - \alpha_s = \arccos(\sin(\delta)\sin(\varphi) + \cos(\delta)\cos(\varphi)\cos(\omega_s)) \quad (3.8)$$

Onde cada variável se encontra definida na Equação (3.7).

O **azimute solar** é o desvio angular do Sol a partir do sul (azimute  $0^\circ$ ) para este ou oeste e calcula-se através da Equação (3.9) [41][43], mas apenas para as horas em que o Sol é visível ( $\alpha_s > 0$ ).

$$\Psi_s = \arccos\left(\frac{\sin(\delta)\cos(\varphi) - \cos(\delta)\sin(\varphi)\cos(\omega_s)}{\cos(\alpha_s)}\right) \quad (3.9)$$

Onde:

$\delta$  – Declinação solar

$\varphi$  – Latitude do local

$\omega_s$  – Ângulo solar horário

$\alpha_s$  – Altura solar

O **ângulo de incidência** da radiação no painel relativamente à normal deste é definido pela Equação (3.10) [40][45].

$$\cos(\theta) = \cos(\alpha_s)\sin(\beta_m)\cos(\Psi_s - \Psi_m) + \sin(\alpha_s)\cos(\beta_m) \quad (3.10)$$

Onde:

$\alpha_s$  – Altura solar

$\beta_m$  – Inclinação do módulo

$\Psi_s$  – Azimute solar

$\Psi_m$  – Azimute do módulo

Uma vez determinados todos os ângulos acima descritos, procede-se ao cálculo da irradiância global no plano inclinado (Equação (3.1)). A irradiância direta calcula-se através da Equação (3.11) [40][45].

$$B_{inc} = B_n \times \cos(\theta) \quad (3.11)$$

Onde:

$B_n$  – Irradiância direta normal (*Beam Normal Irradiance*)

$\theta$  – Ângulo de incidência da radiação no painel

A radiação difusa tem sido objeto de diversos estudos para desenvolvimento de modelos que a estimem a partir da componentes da radiação medidas, inclinação do painel e outros parâmetros. A formulação mais simples (mas menos precisa) corresponde ao modelo isotrópico, assumindo que a radiação difusa é igual em todas as direções a partir do céu. Um dos modelos que estima com mais precisão a radiação difusa incidente numa superfície foi proposto por Hay e Davies [46], encontrando-se descrito na referência [47].

### 3. Conceitos Teóricos

A irradiância refletida no painel é dada pela seguinte equação [38]:

$$R_{inc} = \rho \frac{1 - \cos(\beta_m)}{2} (B_n \times \text{sen}(\alpha_s) + D_{horiz}) \quad (3.12)$$

Onde:

$\rho$  – Refletividade do solo

$\beta_m$  – Inclinação do painel

$B_n$  – Irradiância direta normal

$\alpha_s$  – Altura solar

$D_{horiz}$  – Irradiância difusa no plano horizontal

A irradiação corresponde à densidade de energia da luz incidente numa superfície (energia por unidade de área) num dado intervalo de tempo, sendo definida pela Equação (3.13) [43].

$$E_{sol} \left[ \frac{Wh}{m^2} \right] = \int_{t_1}^{t_2} G_{inc}(t) dt \quad (3.13)$$

Onde  $G_{inc}(t)$  corresponde ao perfil de irradiância global no plano inclinado ao longo do tempo e  $t_1$  e  $t_2$  às horas que definem o intervalo de tempo sobre o qual se pretende calcular a irradiação.

A irradiação média diária é frequentemente referida em horas de sol pico. O termo “horas de sol pico” refere-se ao número de horas em que a irradiância solar deve permanecer constante e igual à irradiância máxima ( $1 \text{ kW/m}^2$ ), de forma que a energia resultante seja equivalente à irradiação no local, acumulada ao longo de um dado dia. O cálculo das horas de sol pico é muito útil, visto que módulos FV têm a sua potência nominal avaliada para uma irradiância de  $1 \text{ kW/m}^2$  [48].

A Figura 3.4 ajuda à compreensão do conceito “horas de sol pico”, onde é possível verificar-se que 1 hora de sol equivale a  $1 \text{ kWh/m}^2$ .

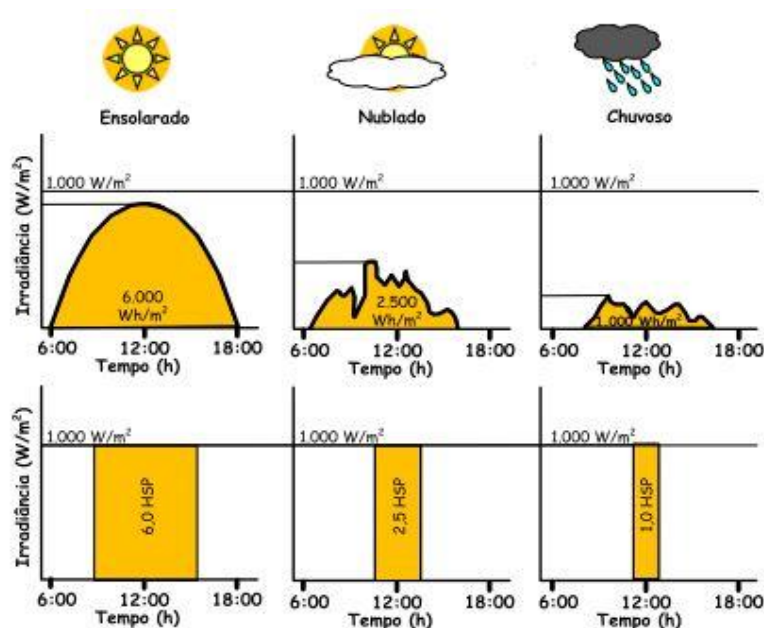


Figura 3.4: Exemplo de perfis de irradiância solar diária com valores equivalentes de horas de sol pico [48].

## 3.2. Energia solar fotovoltaica

Nesta subsecção são apresentadas as equações utilizadas na análise energética de um sistema FV bem como os fatores que interferem na produção de energia elétrica.

A potência elétrica produzida pelo sistema FV na hora  $h$  é determinada pela Equação (3.14).

$$P(h) = G_{inc}(h) \times A_m \times \eta_{sist\ FV}(h) \quad (3.14)$$

Onde:

$G_{inc}(h)$  – Irradiância global no painel na hora  $h$

$A_m$  – Área total dos módulos

$\eta_{sist\ FV}(h)$  – Eficiência do sistema na hora  $h$  (Equação (3.15))

A eficiência do sistema FV obtém-se pela através da seguinte expressão:

$$\eta_{sist\ FV} = \eta_m \times \eta_{inv} \times \eta_{cabos} \quad (3.15)$$

Onde  $\eta_m$ ,  $\eta_{inv}$  e  $\eta_{cabos}$  são as eficiências dos módulos, inversor e cabos, respetivamente.

### 3.2.1. Temperatura

A temperatura do módulo é um fator a ter em consideração quando se pretende dimensionar um sistema FV. O aumento da temperatura do módulo implica uma diminuição da sua tensão, não tendo efeito significativo sobre a corrente, pelo que a potência produzida diminuirá e, por conseguinte, a eficiência.

As células FV podem-se caracterizar como tendo uma temperatura nominal de funcionamento (condições NOCT<sup>7</sup>). Para variações da temperatura ambiente e da irradiância, a temperatura da célula (e do módulo) pode ser estimada com bastante precisão através da Equação (3.16) [49][50].

$$T_m(h) = T_{amb}(h) + \frac{NOCT - T_{amb,NOCT}}{G_{NOCT}} G(h) \quad (3.16)$$

Onde:

$T_{amb}(h)$  – Temperatura ambiente na hora  $h$

NOCT – Temperatura de funcionamento nominal da célula

$T_{amb,NOCT}$  – Temperatura ambiente nas condições NOCT (20 °C)

$G(h)$  – Irradiância na hora  $h$

$G_{NOCT}$  – Irradiância para as condições NOCT (800 W/m<sup>2</sup>)

A potência do sistema na hora  $h$ , a tensão em circuito aberto, a tensão de potência máxima e a corrente de curto-circuito a uma dada temperatura são dadas pelas seguintes equações, respetivamente [50][51]:

---

<sup>7</sup> *Nominal Operating Cell Temperature*: temperatura que as células atingem em circuito aberto a uma temperatura ambiente de 20 °C, irradiância de 800 W/m<sup>2</sup> com distribuição espectral AM1.5 e velocidade do vento menor que 1 m/s [49].

$$P_{mpp}(h) = P_{mpp(CP)}(1 + \gamma(T)(T_m(h) - T_{CP})) \quad (3.17)$$

$$V_{oc}(T_m) = V_{oc(CP)}(1 + \beta(T)(T_m - T_{CP})) \quad (3.18)$$

$$V_{mpp}(T_m) \approx V_{mpp(CP)}(1 + \beta(T)(T_m - T_{CP})) \quad (3.19)$$

$$I_{SC}(T_m) = I_{SC(CP)}(1 + \alpha(T)(T_m - T_{CP})) \quad (3.20)$$

Onde:

$P_{mpp(CP)}$  – Potência máxima do painel fotovoltaico nas condições padrão

$V_{oc(CP)}$  – Tensão em circuito aberto do painel fotovoltaico nas condições padrão

$V_{mpp(CP)}$  – Tensão de potência máxima do painel fotovoltaico nas condições padrão

$I_{SC(CP)}$  – Corrente de curto-circuito do painel fotovoltaico nas condições padrão

$\gamma(T)$  – Coeficiente de temperatura do painel fotovoltaico para a potência [%/°C]

$\beta(T)$  – Coeficiente de temperatura do painel fotovoltaico para a tensão [%/°C]

$\alpha(T)$  – Coeficiente de temperatura do painel fotovoltaico para a corrente [%/°C]

$T_m(h)$  – Temperatura do painel fotovoltaico na hora  $h$

$T_{CP}$  – Temperatura nas condições padrão (25 °C)

#### 3.2.2. Perdas devido à neve e poeira

A radiação solar incidente na superfície do painel não é a mesma que está disponível para conversão em energia elétrica. No dimensionamento de um sistema FV, as perdas por reflexão devido à neve ou poeira acumuladas na superfície dos painéis, que obstruem a radiação solar, diminuindo a produção de potência, deverão ser contabilizadas.

As **perdas devido à poeira** (*soiling loss*) representam a maior causa de perda de energia nos sistemas FV, mas a sua estimativa em detalhe para a análise energética do sistema continua a ser um desafio. Elas são dependentes das condições climáticas e do ambiente exterior, mas também das características dos próprios módulos FV [46].

A percentagem de perdas devido à poeira é definida como a fração da luz que é obstruída pela poeira existente na superfície do módulo FV [46].

#### 3.2.3. Garantia de produção de potência

Os módulos FV de silício têm geralmente uma garantia contra defeitos de fabrico de 3 a 5 anos e uma garantia de rendimento mínimo durante 25 anos. Assim, em caso de defeitos ou desempenho insuficiente, cobertos pelo termo de garantia, os módulos devem ser substituídos pelo fabricante [52].

Tipicamente é garantida uma potência de pico mínima de 90% da potência nominal para os primeiros 10 a 12 anos de operação e de 80% nos restantes (curva G1 na Figura 3.5). Mas existem outras formas de garantia, como fabricantes que garantem por 5 anos pelo menos 95% da potência nominal, durante 12 anos pelo menos 90%, durante 18 anos pelo menos 85% e durante 25 anos pelo menos 80% (curva G2 na Figura 3.5) [52].

### 3. Conceitos Teóricos

Outra forma de garantia é de uma degradação de rendimento anual linear de 0,7 a 0,8%/ano durante 25 anos (curva G3 na Figura 3.5) [52]. Neste caso, a potência nominal garantida em cada ano  $n$  é dada por:

$$P_{nom}(n) = P_{nom,1}(1 - \Delta P_{anual})^{n-1} \quad (3.21)$$

Onde:

$P_{nom,1}$  – Potência nominal do painel fotovoltaico garantida durante o primeiro ano em funcionamento

$\Delta P_{anual}$  (%/ano) – Taxa de degradação anual da potência do painel fotovoltaico

$n$  – Ano (1, 2, ..., 25)

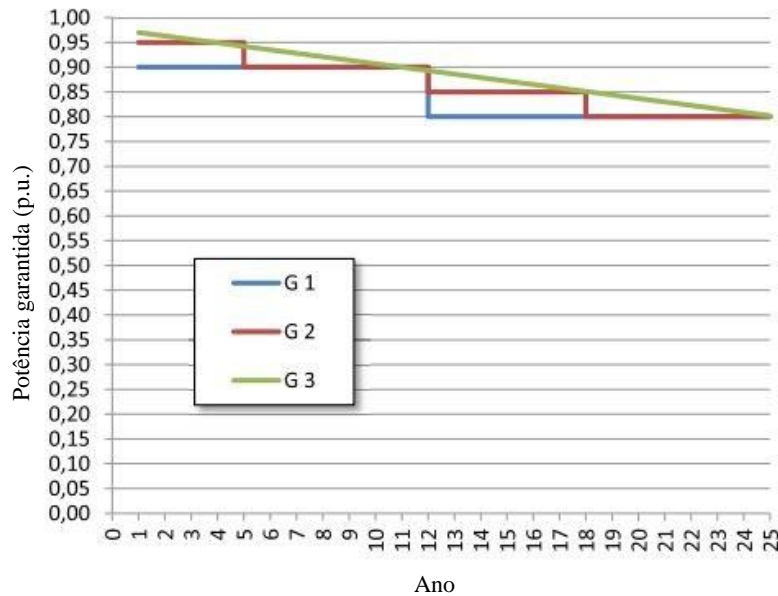


Figura 3.5: Curvas de degradação de módulos, de acordo com 3 diferentes formas de garantia [52].

A Tabela 3.1 resume os tipos de perdas ocorrentes num sistema fotovoltaico.



Tabela 3.1: Resumo dos tipos de perdas que ocorrem num sistema fotovoltaico.

<b>Tipo de perdas</b>	<b>Descrição</b>
Equipamentos	Cabos, regulador de carga, inversor, baterias
Temperatura dos módulos	Ver Secção 3.2.1. <b>Temperatura</b>
Envelhecimento dos módulos	Ver Secção 3.2.3. <b>Garantia</b>
Incompatibilidade entre os módulos do gerador FV	Resultante de as características de cada módulo FV ( $I_{SC}$ , $V_{oc}$ e $P_{mpp}$ ) não serem rigorosamente idênticas [42], ou quando uma porção do gerador é sombreado.
Degradação induzida pela luz	Perda de desempenho dos módulos nas primeiras horas de exposição solar [42]
Neve e poeira	Ver Secção 3.2.2. <b>Perdas devido à neve e poeira</b>
Modificador do ângulo de incidência (MAI)	Corresponde à diminuição da irradiância que realmente atinge a superfície das células FV, relativamente à incidência normal. Esta diminuição deve-se principalmente às reflexões na superfície de vidro, que aumenta com o ângulo de incidência [42].
Distribuição espectral	Tem em consideração as alterações no espectro solar devido à dispersão e absorção na atmosfera. Essas alterações dependem do teor de água na atmosfera, dos aerossóis e da distância de atravessamento da luz, expressos em massa de ar (AM) [42].

### 3.3. Baterias

O armazenamento de energia é um tema central nos sistemas fotovoltaicos autónomos, dado que a produção e o consumo não coincidem quer ao longo do dia quer ao longo do ano. As baterias são responsáveis por armazenar energia quando existe excesso de produção, de modo a fornecer energia eléctrica quando o recurso é insuficiente (períodos de défice de produção).

Nesta subsecção são apresentados alguns conceitos relacionados com baterias.

As baterias utilizadas em aplicações fotovoltaicas mais comuns são as cíclicas de ácido-chumbo (*deep-cycle lead acid*), projetadas para ciclos de descarga profundos, podendo ser distinguidas quanto à forma de confinamento do eletrólito (abertas ou seladas) ou quanto à tecnologia da placa (plana ou tubular). A Tabela 3.2 apresenta as principais características bem como as vantagens e desvantagens destes dois tipos de bateria.

Tabela 3.2: Características das tecnologias de baterias de ácido-chumbo [50][53][54][55][56].

	<b>Abertas</b>	<b>Seladas</b>
<b>Características do eletrólito</b>	O eletrólito é líquido e livre (não é confinado no separador), pelo que a bateria deve estar na posição vertical. Podem existir no tipo OPzS <sup>8</sup> .	O eletrólito está absorvido no separador (AGM – <i>absorbed glass matt</i> ) ou imobilizado sob a forma de gel. Podem existir no tipo OpzV <sup>9</sup> .
<b>Densidade energética (Wh/L)</b>	80	100
<b>Energia específica (Wh/kg)</b>	30	40
<b>Vantagens</b>	Quando acidentalmente sobrecarregadas, pode-se muitas vezes recuperá-las repondo água que se perdeu devido à sobrecarga	Livres de manutenção pois não existe perda de água; Não requerem ventilação; Maior período de vida
<b>Desvantagens</b>	Necessitam de um sistema de ventilação; Requerem verificação periódica para eventual correção do nível de eletrólito com água destilada	Quando sobrecarregadas, a perda de eletrólito é irreversível, pelo que o controlador de carga deve ser adequado às suas características; Custo significativamente mais alto
<b>Outras denominações comuns</b>	FLA ( <i>flooded lead acid</i> ) ou FVLA ( <i>free vented lead acid</i> )	VRLA ( <i>valve regulated lead acid</i> )

A **capacidade nominal** de uma bateria corresponde à carga que pode ser retirada da mesma para os valores especificados de corrente de descarga e de temperatura (normalmente 25 °C), sendo apresentada nas unidades Ah. A **energia armazenada** é obtida pelo produto da sua capacidade pela sua tensão nominal [50].

Teoricamente, uma bateria de 200 Ah deve ser capaz de fornecer corrente de 200 A durante 1 h, ou 50 A por 4 h, ou 4 A por 50 h, ou ainda, 1 A por 200 h. Contudo, um fator que influencia a capacidade da bateria é a velocidade de carga ou descarga, sendo que quanto mais lenta for a descarga, ligeiramente maior é a sua disponibilidade de carga. Normalmente, os fabricantes de baterias fornecem a capacidade para cada regime de descarga. Este regime de descarga é expresso através de uma taxa de descarga (taxa C), sendo esta normalizada face à capacidade nominal da bateria. Tomando como exemplo a bateria anteriormente referida, a taxa correspondente a um fornecimento de corrente de 4 A por 50 h vem expressa da seguinte forma:

$$\frac{\text{Capacidade nominal}}{\text{Intervalo de descarga}} = \frac{200 \text{ Ah}}{50 \text{ h}} = 4 \text{ A} = \text{taxa } C/50$$

Da mesma forma, podem ser expressas diferentes taxas, como C/100 (100 h), C/20 (20 h), etc. A **capacidade disponível** de uma bateria de ácido-chumbo aumenta de forma não linear quando a taxa de

<sup>8</sup> Sigla proveniente do alemão que designa “Placa Tubular Estacionária Especial”.

<sup>9</sup> Sigla proveniente do alemão que designa “Placa Tubular Estacionária Selada”.

### 3. Conceitos Teóricos

carga/descarga se reduz (e o número de horas de carga/descarga aumenta), de acordo com a Lei de Peukert (Figura 3.6) [55].

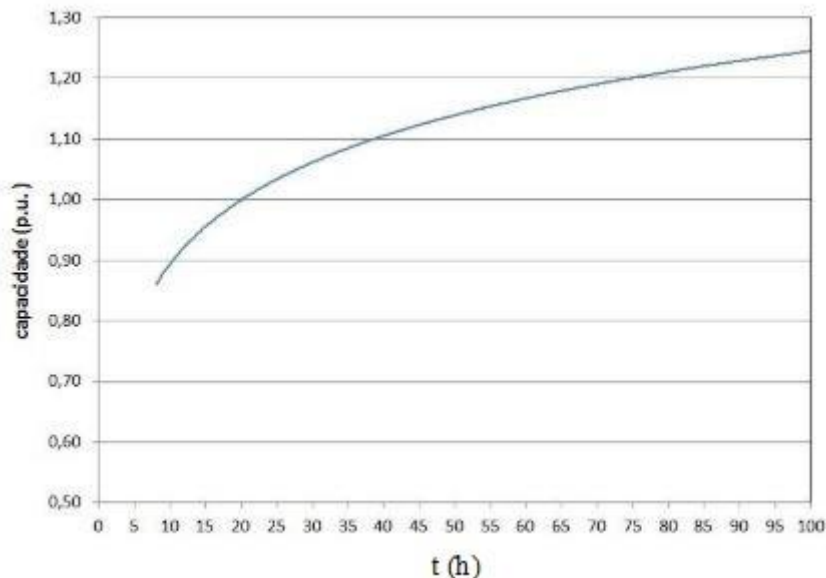


Figura 3.6: Capacidade disponível de uma bateria de ácido-chumbo em função da taxa de descarga, referenciada à capacidade em C/20 (capacidade C/20=1) [50].

O gráfico acima encontra-se referenciado à capacidade C/20, a qual é normalmente usada para projeto de sistemas fotovoltaicos. Pelo gráfico observa-se que a bateria de ácido-chumbo consegue fornecer 100% da sua capacidade nominal para uma descarga de 20 h (C/20) e 90% para uma descarga de 10 h (C/10).

A **vida útil** de uma bateria é normalmente expressa em número de ciclos para uma dada profundidade de descarga e temperatura. Define-se como **ciclo** a sequência carga-descarga de uma bateria até uma determinada profundidade de descarga. Nas baterias de ácido-chumbo, o fim de vida útil é geralmente tomado como o instante em que a bateria, estando totalmente carregada, apenas pode fornecer 80% da sua capacidade nominal [50][53]. Estas baterias duram cerca de cinco anos, havendo casos em que ultrapassam dez anos, dependendo dos ciclos de carga/descarga, temperatura ambiente e outros fatores que influenciam a sua vida útil [54][57].

A **profundidade de descarga** (DOD – *Depth Of Discharge*) indica, em termos percentuais, a carga removida da bateria totalmente carregada (norma ECSS-E-ST-20C). O aumento da profundidade de descarga e da temperatura resulta numa diminuição da vida cíclica da bateria. As baterias de ácido-chumbo não devem ser sujeitos a ciclos de descarga que representem mais de 50% da sua capacidade nominal (exemplo, descarga de 80% para 30%), ou seja, a profundidade de descarga deve ser, no máximo, 50% [50][54]. Por outras palavras, a **capacidade útil** da bateria é 50% da sua capacidade nominal.

A **eficiência global** de uma bateria corresponde ao rácio entre a energia retirada da bateria durante o processo de descarga e a energia usada no processo de carga. A geração interna de calor nas baterias representa uma perda significativa e outra é relativa à formação de gases por eletrólise da água, que aumenta em tensões elevadas no processo de carga. Por isso, o tempo necessário para recarregá-las

### 3. Conceitos Teóricos

---

completamente numa dada taxa é maior do que o indicado para a sua descarga com a mesma taxa. Os valores típicos de eficiência para uma bateria de ácido-chumbo são de 80 a 90% [49][58].

## 4. Métodos

### 4.1. Locais estudados

No desenvolvimento desta tese teve-se em consideração três locais (Figura 4.1) para a instalação da estação de carregamento solar na faculdade:

1. Campus Solar a este do edifício C8;
2. Parque de estacionamento a este do edifício C2;
3. Local a este do edifício C6.

A escolha destes locais teve em conta:

- A viabilidade do local para alojar o parque de estacionamento em estudo, nomeadamente tendo em conta critérios de conveniência da localização e exequibilidade técnica no local;
- O sombreamento por obstáculos existentes nas proximidades, nomeadamente durante o período da manhã.



Figura 4.1: Vista geral aérea da faculdade, destacando os seus edifícios e locais estudados para a instalação da estação solar, assinalados com retângulos azuis (Fonte: Google Earth).

O procedimento adotado para selecionar o local mais apropriado para a instalação da estação solar encontra-se relatado na Secção **4.5.1. Análise do sombreamento**.

### 4.2. Dados meteorológicos

O dimensionamento de qualquer instalação fotovoltaica requer a utilização de dados da radiação solar e da temperatura ambiente. No caso em estudo, utilizou-se um ficheiro com o formato EPW<sup>10</sup> com os dados meteorológicos horários do LNEG (Laboratório Nacional de Energia e Geologia) para Lisboa. Estes dados incluem a irradiância direta normal, difusa e global no plano horizontal ( $B_n$ ,  $D_{horiz}$  e  $G_{horiz}$ , respetivamente) e a temperatura ambiente.

Como se verifica na Secção **3. Conceitos Teóricos**, estes dados são fundamentais para a análise energética de um sistema solar, pelo que, numa primeira fase, determinaram-se, para cada mês, os perfis médios horários diários da irradiância solar global e da temperatura ambiente. A análise do primeiro tem como objetivo definir o período de inverno, utilizado no dimensionamento da instalação fotovoltaica, como se verá na Secção **4.5.2. Otimização da incidência solar**.

É importante salientar que este período de inverno será assumido tendo em conta os valores médios diários da irradiância, diferindo do período oficial de inverno no hemisfério norte (entre o solstício de inverno, que ocorre por volta de 21 de dezembro, e o equinócio de primavera, que ocorre por volta de 20 de março).

### 4.3. Perfil anual de procura de estacionamento

A construção do perfil anual da procura de estacionamento para bicicletas baseou-se nos perfis médios horários de ocupação para cada uma das semanas de três períodos do ano civil de 2017, utilizando-se os calendários escolares da faculdade nos anos letivos 2016/2017 e 2017/2018 (Tabela 4.1).

Numa primeira fase obtiveram-se os dados horários de ocupação dos parques de bicicletas dos edifícios C8 e C5.

Estes dados obtiveram-se a partir de suposições (descritas abaixo) e da realização de monitorizações da ocupação dos parques para o período laboral típico entre as 8:00 as 20:00 dos dias úteis em três períodos do calendário escolar: aulas, interrupção de aulas e o mês de agosto.

Assumiu-se que aos fins de semana, nos feriados e no dia 31 de dezembro, por serem dias com muito pouca afluência de pessoas à faculdade, não existem bicicletas nos parques.

O perfil de ocupação médio horário para cada um dos períodos, exceto o mês de agosto, obteve-se, assumindo, para cada hora do período de monitorização, um número médio horário de bicicletas para a amostra de dias monitorizados e que, fora desse período, não existiam bicicletas nos parques. Para o mês de agosto, assumiu-se que o número médio de bicicletas para cada hora do dia baixava 30% relativamente à mesma hora no período de interrupção de aulas, sendo que no período de encerramento da faculdade de 7 a 22 de agosto se considerou que não havia bicicletas.

---

<sup>10</sup> Um ficheiro EPW contém informação meteorológica em formato de texto, semelhante ao formato TMY3 (*Typical Meteorological Year 3*), sendo originalmente desenvolvido para o programa EnergyPlus pelo Departamento de Energia dos EUA.

#### 4. Métodos

Tabela 4.1: Ano civil de 2017, dividido por três períodos típicos conforme os calendários escolares da faculdade nos anos letivos 2016/2017 e 2017/2018.

Período do ano		Início	Fim
Interrupção de aulas	Férias de Natal	01-jan	04-jan
	Período de exames	05-jan	04-fev
	Pausa entre semestres	05-fev	12-fev
Aulas		13-fev	26-fev
Interrupção de aulas	Férias do Carnaval	27-fev	28-fev
Aulas		01-mar	11-abr
Interrupção de aulas	Férias da Páscoa	12-abr	18-abr
Aulas		19-abr	30-mai
Interrupção de aulas	Período de exames	31-mai	28-jul
Agosto	Férias de verão	29-jul	31-ago
Interrupção de aulas	Férias de verão	01-set	17-set
Aulas		18-set	20-dez
Interrupção de aulas	Férias de Natal	21-dez	31-dez

A metodologia adotada como uma aproximação ao número médio de entradas e de saídas de bicicletas dos parques durante a hora  $h$  traduzem-se pelas Equação (4.1) e Equação (4.2), respetivamente:

$$\overline{Entradas}_h = \overline{Ocupação}_{h+1} - \overline{Ocupação}_h, \quad \text{se } \overline{Ocupação}_{h+1} > \overline{Ocupação}_h \quad (4.1)$$

$$\overline{Saídas}_h = \overline{Ocupação}_h - \overline{Ocupação}_{h+1}, \quad \text{se } \overline{Ocupação}_{h+1} < \overline{Ocupação}_h \quad (4.2)$$

Em que

$\overline{Ocupação}_h$  – Número médio de bicicletas na hora  $h$

$\overline{Ocupação}_{h+1}$  – Número médio de bicicletas na hora posterior à hora  $h$

De modo a melhor traduzir a realidade e haver uma variabilidade no número de bicicletas na hora  $h$ , aplicou-se uma aleatoriedade à volta do número médio através da introdução de uma variável aleatória,. Assim, definiu-se o perfil anual de procura de estacionamento através da seguinte equação arredondada para o número inteiro mais próximo:

$$Ocupação_h = \overline{Ocupação}_h + Aleatório(-1,1) \times \overline{Ocupação}_h \times \Delta Ocupação \quad (4.3)$$

Onde:

$\overline{Ocupação}_h$  – Número médio de bicicletas na hora  $h$  que se definiu para cada um dos períodos

$Aleatório(-1,1)$  – Variável aleatória que gera valores inteiros entre -1 e 1

$\Delta Ocupação$  – Oscilação admitida no número de bicicletas (20%)

#### 4.4. Perfil anual de carga elétrica

Para caracterizar o consumo da estação solar, é fundamental conhecer o perfil anual de carga elétrica c.a.. Realizou-se um estudo de mercado com vista a identificar as baterias utilizadas nas bicicletas elétricas vendidas em Portugal e respetivos carregadores, tendo sido considerados, por serem os mais representativos, os seguintes fabricantes de bicicletas: *Gocycle*, *Riese & Muller*, *Kalkhoff*, *Minimalist*, *Tern*, *Lombardo*, *KTM*, *Haibike*, *Moustache* e *Winora*.

#### 4. Métodos

A Tabela 4.2 resume algumas características técnicas dessas baterias (tensão, capacidade e energia) e dos respetivos carregadores (tensão, corrente e potência de carregamento).

A energia armazenada na bateria é obtida através da seguinte expressão:

$$E_{bat}[Wh] = U_{bat}[V] \times C_{bat}[Ah] \quad (4.4)$$

Onde:

$U_{bat}$  – Tensão da bateria

$C_{bat}$  – Capacidade da bateria

A potência de carregamento é dada pela seguinte equação:

$$P_{charging}[W] = U_{bat}[V] \times I_{charging}[A] \quad (4.5)$$

Onde:

$U_{bat}$  – Tensão da bateria

$I_{charging}$  – Corrente de carregamento

Tabela 4.2: Características técnicas de baterias utilizadas nas bicicletas elétricas vendidas em Portugal e respetivos carregadores.

Bateria				Carregador	
Modelo	Tensão (V)	Capacidade (Ah)	Energia (Wh)	I (A) / U (V)	Potência (W)
G3 Battery Pack Assembly	21,6	13,5	292	4 / ND	ND
Bosch PowerPack 300/400/500	36	8,2/11/13,4	295/396/482	2 / 36 (carregador compacto)	72
				4 / 36 (carregador padrão)	144
Bosch PowerTube 500	36	13,4	482	6 / 36 (carregador rápido)	216
Samsung	48	13/14,5	624/696	ND	500
	36	7,8/10,4/11,6/13	281/374/418/468	ND	250
Yamaha Down Tube 400 Wh/500 Wh	36	ND	400/500	4 / 42	168
TranzX In Tube Flexpack BL24	40	10,2	408	2 / 46,2	92
TranzX In Tube BL20	36	13,8	497	4 / 42	168

A tensão mais comum das baterias é de 36 V, sendo que a sua energia ronda os 400 e 500 Wh.

Como se verifica pela Tabela 4.2, as potências de carregamento das baterias variam consoante a bateria e o tipo de carregamento. Para efeitos de simulação do perfil de carregamento, considerou-se a adoção do carregador rápido da *Bosch*, por ser uma das marcas de baterias mais comuns nas bicicletas vendidas em Portugal.



#### 4. Métodos

A Figura 4.2 mostra uma curva de carga típica de uma bateria de íões-lítio.

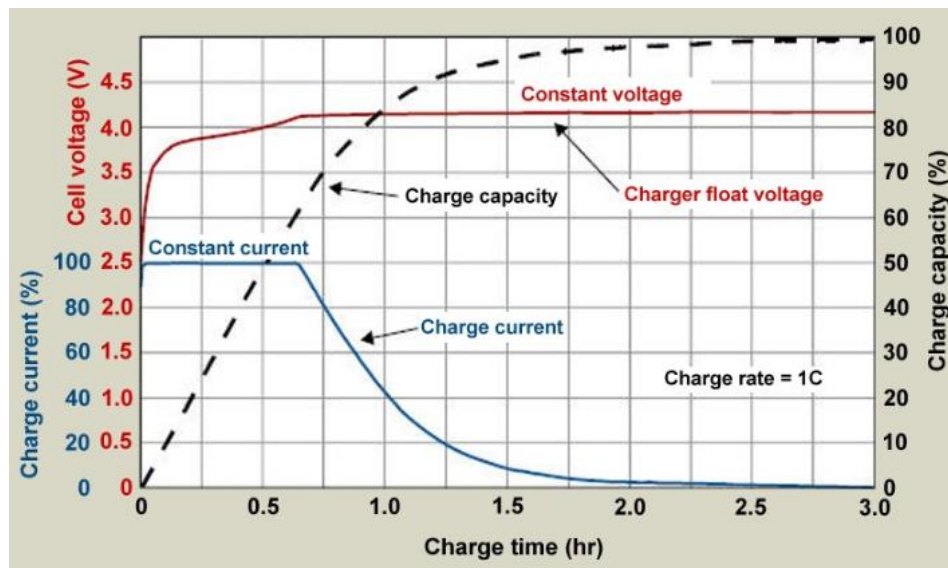


Figura 4.2: Curva de carga típica de uma bateria de íões-lítio [59].

Analisando o gráfico observa-se que a capacidade da bateria (eixo vertical secundário) aumenta linearmente com o tempo (eixo horizontal) até um SOC de 70%, sendo que a partir desse ponto, o carregamento é gradualmente mais lento.

Assumindo a bateria *Bosch PowerPack 500*, o carregador rápido permite carregar 50% da carga em 1h15min e 100% da carga em 3 horas (respectivamente, segundo e último pontos da curva da Figura 4.3) [60]. Os pontos intermédios foram obtidos por aproximação das características da curva da Figura 4.2.

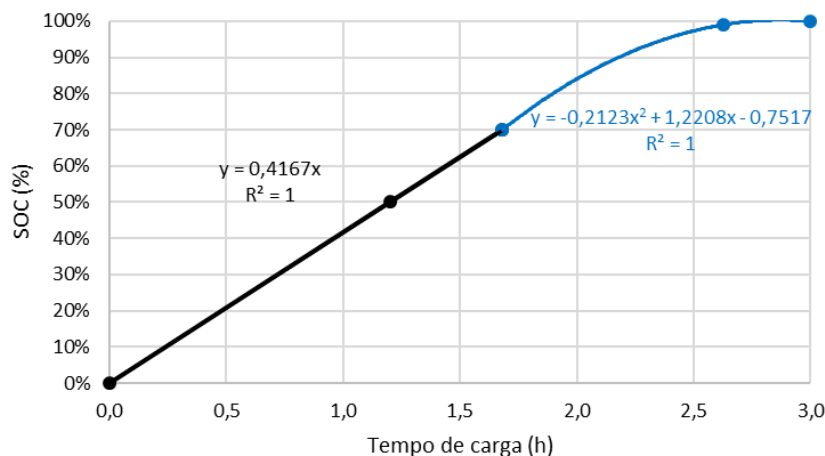


Figura 4.3: Curva de carga da bateria *Bosch Power Pack 500*.

A autonomia das baterias é um parâmetro que é variável consoante o peso total, velocidade, tipo de terreno, tipo da superfície, condições do vento, etc. Recorrendo à Ref. [61], para a bateria *Bosch PowerPack 500*, estimou-se a autonomia para as seguintes condições:

- Peso total: 103 kg (23 kg da bicicleta + 80 kg do condutor);

#### 4. Métodos

---

- Velocidade média: 20 km/h;
- Tipo de terreno: acidentado;
- Tipo da superfície: asfalto em boas condições;
- Condições do vento: reduzido;
- Número de vezes pára-arranca devido aos semáforos: frequente.

A autonomia obtida foi de 68 km por carga, ou seja, em média, tem-se um consumo de 7 Wh/km. Uma deslocação típica de bicicleta (30 minutos) com a velocidade referida representa cerca de 10 km. Em média, em cada viagem é consumida cerca de 70 Wh de energia da bateria, ou seja, 15% da capacidade total da bateria. Assumindo que as baterias das bicicletas iniciam a viagem com 100% de carga, no final de cada viagem, o seu estado de carga é cerca de 85%. Pela Figura 4.3, o tempo necessário para carregar 15% da capacidade total da bateria para esta ficar totalmente carregada é cerca de uma hora.

Uma vez assumida a potência de carregamento e o tempo de carga e tendo o perfil anual de procura de estacionamento, está-se nas condições de obter o perfil anual de carga c.a..

Considerou-se que o dimensionamento do sistema FV seria realizado para metade das bicicletas que normalmente estacionam no campus da faculdade, que na atualidade são todas convencionais. Presume-se assim que parte dos utilizadores de bicicletas no campus passam a usar bicicletas elétricas, por conversão ou aquisição, e que porventura surgem novos utilizadores destas bicicletas. Esta hipótese foi estabelecida visto que esta tecnologia tem ainda pouca expressão e é relativamente cara, apresentando contudo um grande potencial de crescimento, especialmente entre os universitários. Para isso, aplicou-se o fator de escala  $F=0,5$  ao número médio de bicicletas apurado na monitorização, sendo depois o resultado arredondado ao número inteiro mais próximo. Desta forma, a estação de carregamento solar estará dimensionada para metade do número médio horário máximo de bicicletas registadas durante a monitorização.

Para determinar a potência total de carregamento durante a hora  $h$  é fundamental conhecer-se o número de entradas e de saídas de bicicletas dos parques numa dada hora. Estes traduzem-se pelas Equação (4.6) e Equação (4.7), respetivamente, à semelhança da Equação (4.1) e Equação (4.2):

$$Entradas_h = Ocupação_{h+1} - Ocupação_h, \quad se \quad Ocupação_{h+1} > Ocupação_h \quad (4.6)$$

$$Saídas_h = Ocupação_h - Ocupação_{h+1}, \quad se \quad Ocupação_{h+1} < Ocupação_h \quad (4.7)$$

Onde:

$Ocupação_h$  – Número de bicicletas na hora  $h$

$Ocupação_{h+1}$  – Número de bicicletas na hora posterior à hora  $h$

Assumiu-se que o carregamento começa à hora certa posterior mais próxima da hora de chegada: por exemplo, quando uma dada bicicleta chega entre as 10:00 e as 11:00, o carregamento só começa às 11:00, ficando assim a carregar até às 12:00.

#### 4. Métodos

A potência de carregamento na hora  $h$  obtém-se pela seguinte equação:

$$P_{charging}(h)[W] = P_{charging}[W] \times Entradas_{h-1} \quad (4.8)$$

Onde:

$P_{charging}$  é a potência de carregamento assumida e  $Entradas_{h-1}$  é o número de entradas na hora anterior à hora  $h$ :

$$Entradas_{h-1} = Ocupação_h - Ocupação_{h-1}$$

Para além da potência de carregamento, é necessário considerar no perfil de carga as potências médias horárias de dispositivos instalados no interior da estação para iluminação em horas em que a luz solar é reduzida. Desta forma, consideraram-se três lâmpadas LED de 24 W cada e ainda um sensor de movimento e crepuscular para economizar energia elétrica, com um consumo desprezável ( $< 1$  W).

Assumindo que as lâmpadas estão acesas durante 5 minutos por cada entrada/saída, a potência média horária das lâmpadas é dada por:

$$\bar{P}_{lâmpadas}(h)[W] = \frac{\sum_{i=1}^{60} P_{lâmpadas}(i)}{60} \quad (4.9)$$

Onde  $P_{lâmpadas}(i)$  é a potência das 3 lâmpadas no minuto  $i$

A Figura 4.4 exemplifica o funcionamento das lâmpadas numa hora em que se registaram duas entradas/saídas aos 15 e 45 minutos, traduzida pela variação da potência das lâmpadas de 0 para 72 W.

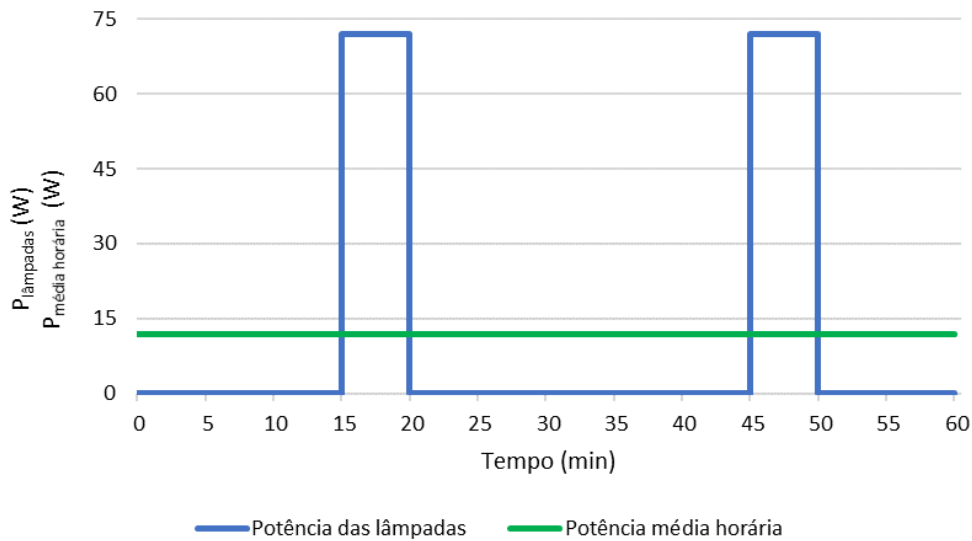


Figura 4.4: Perfil de potência das lâmpadas LED e potência média horária durante uma hora em que se registaram 2 entradas/saídas.

A potência de carga c.a. em cada hora  $h$  é então obtida pela seguinte equação:

$$P_{carga,c.a.}(h)[W] = P_{charging}(h) + \bar{P}_{lâmpadas}(h) \quad (4.10)$$

Onde:

$P_{charging}(h)$  – Potência de carregamento

$\bar{P}_{lâmpadas}(h)$  – Potência média horária das lâmpadas na hora  $h$

A Equação (4.10) foi aplicada para todas as 8760 horas do ano, obtendo-se o perfil horário anual da carga.

### 4.5. Projeto da estação solar

O projeto de um sistema FV envolve a disponibilidade do recurso solar, o levantamento dos obstáculos para a análise do sombreamento, a determinação da melhor orientação e inclinação dos módulos, a procura a ser atendida, a disponibilidade de área, estética e diversos outros fatores.

Através do projeto pretende-se adequar o gerador FV às necessidades definidas pela procura. O dimensionamento de um sistema FV consiste no ajuste entre a energia solar recebida pelos módulos FV e a necessidade de suprir a procura de energia elétrica.

#### 4.5.1. Análise do sombreamento

A análise do sombreamento é uma componente bastante importante a ter em consideração na escolha do local para uma instalação fotovoltaica. Este tem em consideração os obstáculos na proximidade da instalação, tais como edifícios e árvores, que reduzem a incidência da radiação global nos painéis.

Por isso, é importante que o sistema não sofra sombreamento nas horas de maior procura energética.

Este estudo foi realizado recorrendo a um simulador de sombreamento integrado no *System Advisor Model*<sup>11</sup>, que permitiu realizar o modelo 3D dos obstáculos para cada um dos casos de estudos (Figura 4.5, Figura 4.6 e Figura 4.7) e, para a obtenção das medidas para os obstáculos recorreu-se a um medidor *laser* PD-E da marca *Hilti* e ao *Google Earth*. Considerou-se que a estação fotovoltaica teria uma altura de 2,5 metros.

---

<sup>11</sup> O *System Advisor Model* é um programa computacional de simulação de sistemas fotovoltaicos ligados à rede, desenvolvido pela National Renewable Energy Laboratory (NREL), nos Estados Unidos.

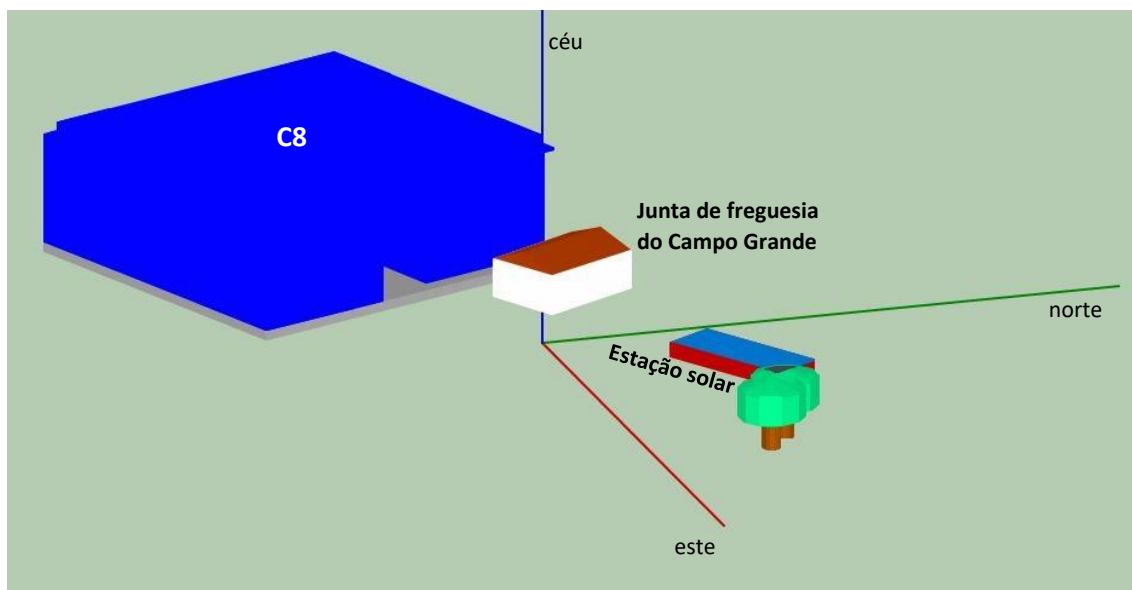


Figura 4.5: Modelo 3D dos obstáculos no *System Advisor Model* para simulação do sombreamento no Campus Solar.

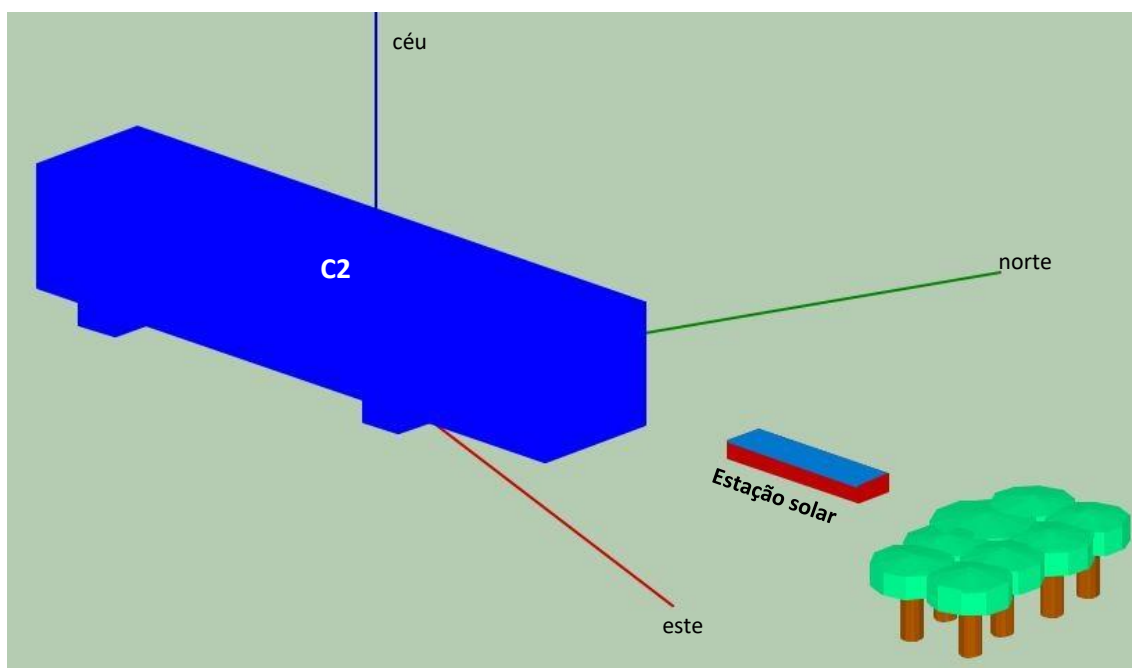


Figura 4.6: Modelo 3D dos obstáculos no *System Advisor Model* para simulação do sombreamento no parque de estacionamento.

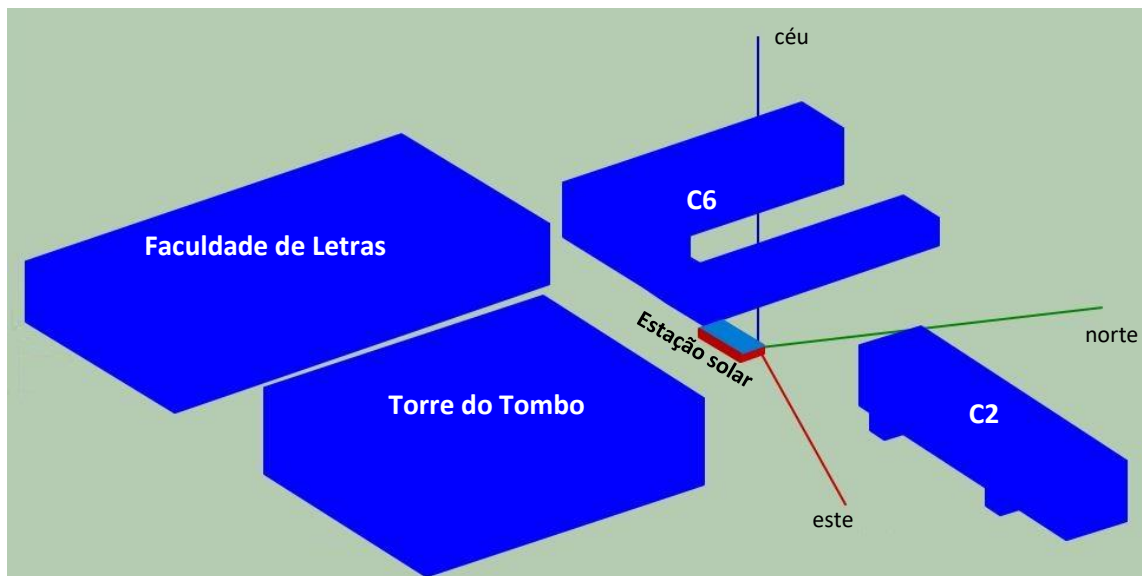


Figura 4.7: Modelo 3D dos obstáculos no *System Advisor Model* para simulação do sombreamento no local a este do edifício C6.

Esta simulação permitiu calcular as percentagens de área sombreada relativamente à área total de painéis para todas as horas do ano<sup>12</sup>.

### 4.5.2. Otimização da incidência solar

A inclinação e orientação dos painéis têm uma grande influência na irradiância nos painéis, como se conclui da Secção 3.1. **Radiação e geometria solar**. Nesta fase, otimizou-se a densidade de energia incidente no painel (irradiação) para o período da maior procura energética no período de inverno assumido (Secção 4.2. **Dados meteorológicos**), em que os níveis de irradiância atingem os valores mais baixos do ano.

Em primeiro lugar, determinaram-se os valores horários da irradiância (em  $\text{kW/m}^2$ ) para essas horas dos dias de inverno, utilizando o modelo de Hay e Davies [47]. Realizaram-se diversas simulações, onde se fez variar o azimuth do painel de  $-75^\circ$  a  $75^\circ$  com uma variação de  $15^\circ$  e a inclinação do painel de  $0^\circ$  a  $90^\circ$  com uma variação de  $5^\circ$ .

Nesta fase, estimou-se o índice de refletividade do solo para o cálculo da irradiância refletida, tendo em conta o tipo de solo na dianteira da estação solar (asfalto). De acordo com [62], o índice de refletividade do asfalto seco varia entre 0,12 e 0,15 e para o asfalto húmido é 0,18. Para efeitos de simplificação, considerou-se um índice de 0,2 para todos os meses.

A irradiação no período referido (entre  $t_1$  e  $t_2$ ) para os meses de inverno para cada azimuth e inclinação do painel calculou-se através da Equação (4.11):

<sup>12</sup> Esta análise foi realizada para a posição do Sol em todas as meias horas do ano.

$$E_{sol, inverno} \left[ \frac{kWh}{m^2} \right] = \int_{t_1-t_2}^{dias\ de\ inverno} G(t) dt \quad (4.11)$$

Onde  $G(t)$  corresponde ao perfil de irradiância global ao longo dos dias de inverno e  $t_1$  e  $t_2$  as horas inicial e final do período da maior procura energética.

#### 4.5.3. 1º Cenário – Dimensionamento do sistema fotovoltaico autónomo

O sistema FV autónomo da estação de carregamento é constituído pelos seguintes componentes:

- Gerador fotovoltaico – conjunto de painéis que convertem a energia solar em corrente elétrica contínua (c.c.);
- Baterias – componentes que convertem a energia química em corrente elétrica c.c. quando o recurso solar é insuficiente para suprir a carga;
- Regulador (ou controlador) de carga – responsável pela gestão do fluxo de energia dos painéis FV para as baterias, prevenindo da sua sobrecarga pelos painéis FV e a descarga profunda;
- Inversor – componente que converte a corrente contínua em corrente alternada;
- Cargas c.a. – cargas que funcionam com corrente elétrica alternada (no caso em estudo, são os carregadores de baterias, as lâmpadas e o sensor).

A escolha destes equipamentos foi realizada de acordo com a sua disponibilidade no mercado português, estando as respetivas características técnicas apresentadas em Anexo.

A Figura 4.8 apresenta o esquema da configuração do sistema FV autónomo da estação de carregamento.

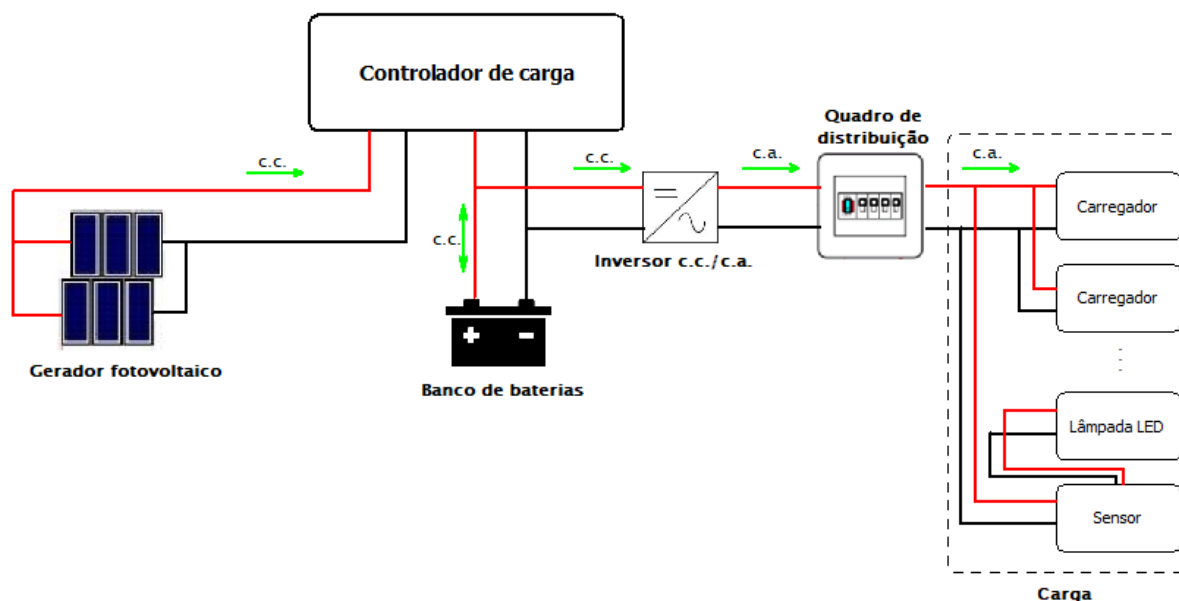


Figura 4.8: Configuração do sistema fotovoltaico autónomo da estação de carregamento solar (as setas indicam a direção da corrente).

O dimensionamento foi realizado utilizando o método do mês crítico que consiste num balanço de energia durante o mês no qual ocorrem as condições médias mais desfavoráveis para o sistema. Assim, se o sistema funcionar adequadamente nesse mês, isso ocorrerá também nos restantes meses do ano nos

## 4. Métodos

quais as condições são mais favoráveis, levando a que o sistema produza mais energia nesses meses [48].

Este método utiliza os valores médios diários mensais de irradiação solar e da carga elétrica, considerando-se somente os valores do mês mais desfavorável na relação carga/irradiação.

### 4.5.3.1. Gerador fotovoltaico

O modelo de painel escolhido para o dimensionamento foi o *Luxor Eco Line P60/275 W*, em que as características técnicas estão apresentadas na Tabela A.1 em Anexo.

A primeira etapa do método acima descrito consiste na utilização do azimute e inclinação ótimos dos painéis e na determinação, para todos os meses, da irradiação solar média diária através da seguinte equação:

$$\bar{E}_{sol,dia}[horas\ de\ sol] = \frac{\sum_{j=1}^{N_{dias,mês}} E_{sol,j}[horas\ de\ sol]}{N_{dias,mês}} \quad (4.12)$$

Onde:

$E_{sol,j}$  – Irradiação solar no dia  $j$  para um dado mês

$N_{dias,mês}$  – Número de dias do mês

Em seguida, calculou-se, para cada mês, a carga elétrica mensal e respetiva carga elétrica média diária (Equação (4.13)). No caso em estudo, é relevante apenas considerar a carga elétrica média diária dos dias úteis do mês, pois pretende-se que o sistema satisfaça o consumo nos dias úteis.

$$\bar{E}_{ele,dia}[Wh] = \frac{E_{ele,mens}[Wh]}{N_{dias\ úteis,mês}} = \frac{\sum_{i=1}^{N_{dias\ úteis,mês}} \sum_{h=0}^{23} P(h)_i}{N_{dias\ úteis,mês}} \quad (4.13)$$

Onde:

$E_{ele,mens}$  – Carga elétrica mensal nos dias úteis

$N_{dias\ úteis,mês}$  – Número de dias úteis do mês

$P(h)_i$  – Potência na hora  $h$  do dia  $i$

A energia elétrica média diária que o sistema tem de fornecer para compensar as perdas nele existentes foi calculada através da Equação (4.14).

$$\bar{E}_{FV}[Wh] = \frac{\bar{E}_{ele,dia}[Wh]}{F_{red,1} \times F_{red,2}} \quad (4.14)$$

Onde:

$\bar{E}_{ele,dia}$  – Carga elétrica média diária para um dado mês

$F_{red,1}(\%)$  – Fator de redução da potência do sistema devido às perdas existentes em todos os seus componentes (cabos, regulador de carga, bateria e inversor)

$F_{red,2}(\%)$  – Fator de redução da potência dos módulos fotovoltaicos, em relação ao seu valor nominal, englobando os efeitos de: i) tolerância de fabrico para menos, em relação ao seu valor nominal; ii) degradação física permanente ao longo do tempo de vida dos módulos

Em que estes fatores se traduzem, respetivamente, por:

$$F_{red,1} = \eta_{cabos} \times \eta_{inv} \times \eta_{reg} \times \eta_{bat}$$
$$F_{red,2} = (1 - tol_{p_{nom}}) \times (1 - \Delta P_{anual})^{t_{vida}-1}$$



#### 4. Métodos

---

Onde:

$\eta_{cabos}$  – Eficiência dos cabos (95%)

$\eta_{inv}$  – Eficiência do inversor

$\eta_{reg}$  – Eficiência do regulador de carga (95% [53][63][64])

$\eta_{bat}$  – Eficiência da bateria (85%)

$tol_{P_{nom}}$  (%) – Tolerância de fabrico para a potência nominal

$\Delta P_{anual}$  (%/ano) – Taxa de degradação anual da potência dos módulos

$t_{vida}$  – Tempo de vida dos módulos (25 anos)

A eficiência de um inversor é função da relação entre a potência de saída em c.a. e a potência nominal, pelo que é variável ao longo do tempo. Escolheu-se o inversor *SMA Sunny Island 3.0M*, com as especificações técnicas e a curva de eficiência que se encontram em Anexo na Tabela A.2 e na Figura A.1, respetivamente. Como se verifica por essa curva, o inversor apresenta eficiências elevadas (mais de 85%) para potências em c.a. maiores ou iguais a 4% da sua potência nominal. Ora, a menor potência em c.a. que tem de ser satisfeita corresponde apenas à potência das três luminárias, ou seja, 3% da potência nominal do inversor escolhido, potência para a qual se tem uma eficiência de 60%. Para ter em conta que o inversor não apresenta sempre a mesma eficiência, adotou-se um valor conservador de eficiência de 85%.

O método do mês crítico avalia o rácio definido pela Equação (4.15), de modo a definir o mês crítico (correspondente ao maior rácio) e respetiva potência nominal do sistema<sup>13</sup>.

$$P_{FV}[Wp] = \frac{\bar{E}_{FV}[Wh]}{(1 - SL) \times \bar{E}_{sol,dia} [horas de sol]} \quad (4.15)$$

Onde:

$\bar{E}_{FV}$  – Energia elétrica média diária que o sistema fotovoltaico tem de produzir para compensar as perdas num dado mês

$SL$  – *Soiling Loss* (%)

$\bar{E}_{sol,dia}$  – Irradiação solar média diária num dado mês

A estimativa do *soiling loss* (SL) baseou-se no tipo de clima de Lisboa (clima temperado) e nos resultados de um estudo sobre o impacto da poeira nos sistemas FV em regiões de diferentes climas [65], concluindo-se que, em regiões temperadas, o impacto da poeira é insignificante, com uma perda anual menor que 0,5%. Desta forma, assumiu-se  $SL=0$ , resultando que, para o caso em estudo, a irradiância global efetiva é igual à irradiância disponível para ser convertida em energia elétrica.

O número total de painéis do sistema FV obtém-se pelo arredondamento para cima do resultado da divisão da potência do sistema pela potência nominal do painel:

$$N_{mod} = \frac{P_{FV}[Wp]}{P_{mpp(CP)}[Wp]} \quad (4.16)$$

Onde:

$P_{FV}$  – Potência nominal do sistema fotovoltaico

$P_{mpp(CP)}$  – Potência nominal do painel nas condições padrão

---

<sup>13</sup> Na definição das unidades de potência de um sistema fotovoltaico normalmente usa-se o Wp (*Watt peak*), que significa a potência do sistema nas condições padrão, ou seja, temperatura ambiente 25 °C e irradiância solar 1 kW/m<sup>2</sup>.

O número de painéis que é possível ligar em série depende da tensão máxima FV em circuito aberto do regulador de carga. Tomou-se como referência o regulador com seguimento do ponto de potência máxima (MPPT<sup>14</sup>) *Victron Energy SmartSolar MPPT 150/45* (Tabela A.3, em Anexo). Uma vez que a tensão do módulo depende da temperatura, são determinantes no dimensionamento as situações operacionais extremas do inverno e do verão, pelo que se considerou uma temperatura mínima das células dos módulos de  $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$  e uma temperatura máxima de  $70\text{ }^{\circ}\text{C}$  [66].

A tensão de circuito aberto para uma temperatura de  $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$  e a tensão MPP para uma temperatura de  $70\text{ }^{\circ}\text{C}$  calcularam-se a partir da Equação (3.18) e Equação (3.19), respetivamente.

O número máximo e mínimo de painéis em série por *string* é dado, arredondando para baixo ou para cima, respetivamente, o resultado da aplicação da Equação (4.17) e da Equação (4.18):

$$N_{\max \text{ mod/string}} = \frac{V_{\max, \text{reg}}}{V_{oc}(-10\text{ }^{\circ}\text{C})} \quad (4.17)$$

$$N_{\min \text{ mod/string}} = \frac{V_{\text{mpp min,reg}}}{V_{\text{mpp}}(70\text{ }^{\circ}\text{C})} \quad (4.18)$$

Onde:

$V_{\max, \text{reg}}$  – Tensão máxima FV em circuito aberto do regulador de carga

$V_{oc}(-10\text{ }^{\circ}\text{C})$  – Tensão de circuito aberto do painel à temperatura de  $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$

$V_{\text{mpp min,reg}}$  – Tensão MPP mínima do regulador de carga

$V_{\text{mpp}}(70\text{ }^{\circ}\text{C})$  – Tensão MPP do painel à temperatura de  $70\text{ }^{\circ}\text{C}$

O número de *strings* de painéis FV é obtido, arredondando para cima o resultado da Equação (4.19):

$$N_{\text{strings mod}} = \frac{N_{\text{mod}}}{N_{\text{mod/string}}} \quad (4.19)$$

Onde:

$N_{\text{mod}}$  – Número de painéis do sistema FV

$N_{\text{mod/string}}$  – Número de painéis em série por *string*

### 4.5.3.2. Banco de baterias

As baterias que se escolheram como referência foram as cíclicas de ácido-chumbo, modelo *NBA 4 TG 12 NH*, com as especificações técnicas apresentadas na Tabela A.4, em Anexo. Estas devem ser colocadas num abrigo bem ventilado, protegidas da radiação solar e chuva.

Dimensionou-se o banco de baterias de modo a que o sistema FV tenha uma autonomia de um dia no mês que requiere maior carga elétrica média diária (Equação (4.13)), considerando ainda uma profundidade de descarga de 50%. Assim, a capacidade total do banco determina-se a partir da Equação (4.20).

---

<sup>14</sup> MPPT: *Maximum Power Point Tracker*

$$C_{t,b}[Ah] = \frac{n_{dias\ aut} \times \left( \frac{\bar{E}_{ele\ dia\ máx}[Wh]}{\eta_{bat} \times \eta_{inv}} \right)}{V_{c.c}[V] \times DOD} \quad (4.20)$$

Onde:

$n_{dias\ aut}$  – Número de dias com funcionamento autónomo (1 dia)

$\bar{E}_{ele\ dia\ máx}$  – Carga elétrica média diária máxima

$\eta_{bat}$  – Rendimento da bateria (85%)

$\eta_{inv}$  – Rendimento do inversor (85%)

$V_{c.c}$  – Tensão de funcionamento do sistema (48 V)

DOD – Profundidade de descarga da bateria (50%)

O número de baterias em série por *string* é dado por:

$$N_{b,série} = \frac{V_{c.c}}{U_{bat}} \quad (4.21)$$

Onde:

$V_{c.c}$  – Tensão de funcionamento do sistema (48 V)

$U_{bat}$  – Tensão individual da bateria

O número de *strings* de baterias é dado, arredondando para cima a seguinte equação:

$$N_{strings\ bat} = \frac{C_{t,b}}{C_b} \quad (4.22)$$

Onde:

$C_{t,b}$  – Capacidade total do banco de baterias

$C_b$  – Capacidade nominal da bateria

#### 4.5.3.3. Inversor autónomo

O inversor deve apresentar a tensão de entrada igual à tensão de funcionamento do sistema (tensão do banco de baterias) e a tensão c.a. conforme a necessidade (no caso em estudo, 230 V, 50 Hz).

A potência do inversor tem de ser, no mínimo, a potência máxima da curva de carga. Deve ainda apresentar alta eficiência em toda a sua faixa de operação, de modo a minimizar as perdas, pois a operação das cargas na maior parte do tempo corresponde a uma pequena fração da potência nominal do inversor, faixa na qual, este apresenta menor eficiência.

#### 4.5.4. 2º Cenário – Dimensionamento do sistema fotovoltaico ligado à rede

Neste cenário pretende-se estudar as trocas de energia entre a geração FV, a carga e a rede elétrica. Por isso, neste tipo de sistemas não há necessidade de armazenamento de energia e em vez de se utilizar um controlador de carga e um inversor autónomo, utiliza-se um inversor de rede, segundo a configuração apresentada na seguinte figura.

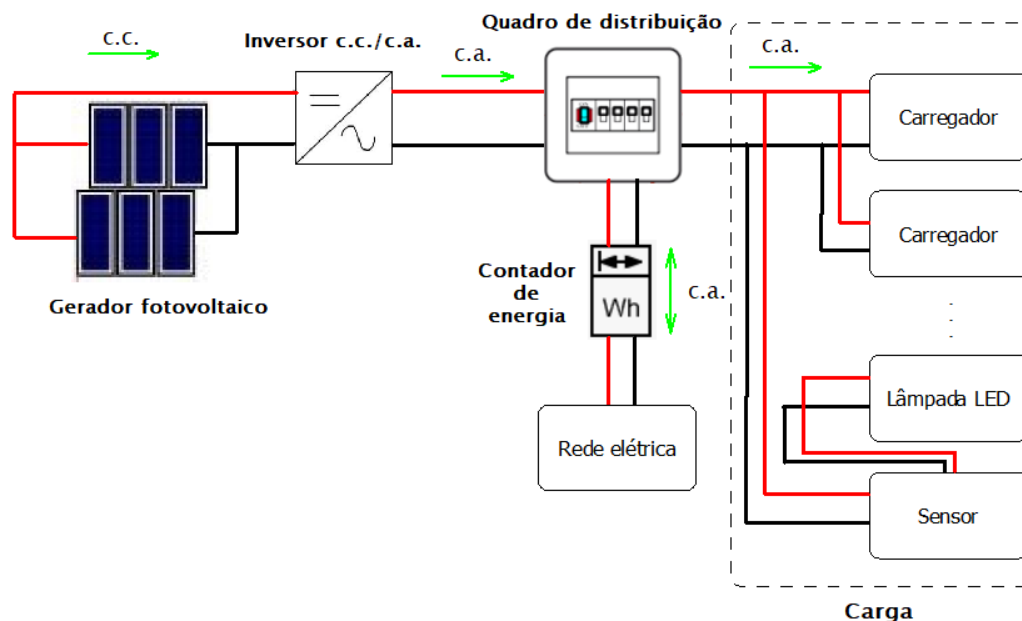


Figura 4.9: Configuração do sistema fotovoltaico da estação de carregamento solar com ligação à rede (as setas indicam a direção da corrente).

No dimensionamento do gerador FV estudaram-se três modelos de inversores de 1,5 kW com as especificações técnicas apresentadas na Tabela A.5, em Anexo.

Um inversor de rede opera dentro de uma faixa de tensão (Figura 4.10), pelo que as situações operacionais extremas do verão e inverno devem ser tidas em conta, tal se procedeu na Secção **4.5.3.1. Gerador fotovoltaico**.

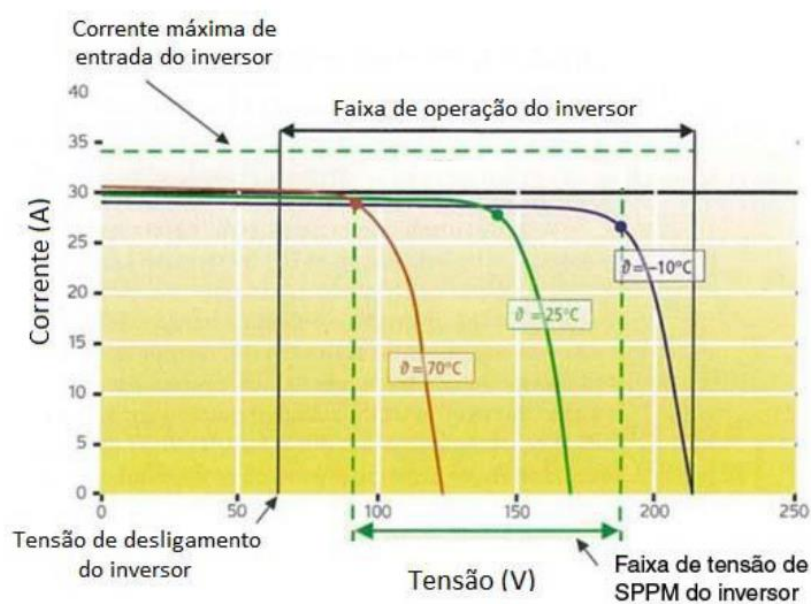


Figura 4.10: Curvas I-V de um gerador FV em função da temperatura, faixa de operação e de tensão MPP do inversor [48].

O número máximo de módulos que podem ser ligados em série foi calculado através da seguinte equação [48][66]:

$$N_{\text{máx mod/string}} = \frac{V_{\text{mpp máx,inv}}}{V_{\text{mpp}}(-10\text{ }^{\circ}\text{C})} \quad (4.23)$$

Onde:

$V_{\text{mpp máx,inv}}$  – Tensão MPP máxima do inversor

$V_{\text{mpp}}(-10\text{ }^{\circ}\text{C})$  – Tensão de potência máxima do painel à temperatura de  $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$

O número de painéis FV em série deve ser inferior à tensão máxima c.c. admitida pela entrada do inversor, pelo que deve obedecer à seguinte condição:

$$N_{\text{mod/string}} \times V_{\text{oc}}(-10\text{ }^{\circ}\text{C}) < V_{\text{máx,inv}} \quad (4.24)$$

Onde:

$N_{\text{mod/string}}$  – Número de painéis FV em série *por string*

$V_{\text{oc}}(-10\text{ }^{\circ}\text{C})$  – Tensão do painel em circuito aberto à temperatura de  $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$  (Equação (3.18))

$V_{\text{máx,inv}}$  – Tensão máxima c.c. admitida pela entrada do inversor

No verão, os módulos podem estar sujeitos a temperaturas superiores a  $70\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Para os níveis de irradiância do verão, o gerador FV tem uma tensão inferior àquelas verificadas nas condições normais, devido às elevadas temperaturas a que está sujeito. Caso esta tensão seja inferior à tensão mínima do inversor, a eficiência global do sistema fica comprometida, o que pode provocar o corte do inversor. Por esta razão, o sistema deve ser dimensionado de tal forma que o número mínimo de módulos ligados em série derive da seguinte fórmula [48][66]:

$$N_{\text{min mod/string}} = \frac{V_{\text{mpp min,inv}}}{V_{\text{mpp}}(70\text{ }^{\circ}\text{C})} \quad (4.25)$$

Onde:

$V_{\text{mpp min,inv}}$  – Tensão MPP mínima do inversor

$V_{\text{mpp}}(70\text{ }^{\circ}\text{C})$  – Tensão de potência máxima à temperatura de módulo de  $70\text{ }^{\circ}\text{C}$

O inversor tem ainda uma corrente máxima c.c. de entrada pelo que tem de se calcular o número máximo de *strings* que podem ser ligadas em série [48][66]:

$$N_{\text{máx strings}} = \frac{I_{\text{máx,inv}}}{I_{\text{mpp(CP)}}} \quad (4.26)$$

Onde:

$I_{\text{máx,inv}}$  – Corrente máxima c.c. de entrada do inversor

$I_{\text{mpp(CP)}}$  – Corrente nominal do painel FV

## 4. Métodos

---

O número de painéis FV em série deve ser inferior à corrente máxima de curto-circuito FV admitida pela entrada do inversor, pelo que deve obedecer à seguinte condição:

$$N_{strings\ mod} \times I_{SC(CP)} < I_{SC_{PV,inv}} \quad (4.27)$$

Onde:

$N_{strings\ mod}$  – Número de *strings* de painéis FV

$I_{SC(CP)}$  – Corrente de curto-circuito do painel FV nas condições padrão

$I_{SC_{PV,inv}}$  – Corrente de curto-circuito máxima FV admitida pela entrada do inversor

Em seguida, procedeu-se à simulação no *PVsyst*<sup>15</sup> de cada sistema FV com cada um dos inversores e analisaram-se os respetivos resultados, com vista a selecionar o inversor mais adequado para considerar na análise do sistema FV.

Para o estudo, utilizou-se o menor número de módulos para equilibrar a energia que é comprada à rede e aquela que nela é injetada e evita-se o sobredimensionamento do inversor face ao gerador FV.

A **fração solar** é uma componente importante no projeto de sistemas solares uma vez que representa a fração do consumo de energia que é suprida por via solar, sendo definida por:

$$f_{solar} = \frac{E_{cons,PV}}{E_{consumo}} = \frac{E_{consumo} - E_{rede}}{E_{consumo}} \quad (4.28)$$

Onde:

$E_{cons,PV}$  – Energia FV consumida pela carga (equivalente ao autoconsumo)

$E_{rede}$  – Energia comprada à rede

$E_{consumo}$  – Carga elétrica/consumo energético.

### 4.5.5. Área de ocupação da estação solar

A área de implantação da estação solar está limitada à área disponível no local escolhido, corresponde esta a um retângulo com cerca de 25 metros paralelos ao passeio por 12 metros para dentro do terreno (zona a cinzento na Figura 4.11).

---

<sup>15</sup> O *PVsyst* é um programa computacional de simulação de sistemas fotovoltaicos autónomos e ligados à rede, desenvolvido na Suíça e permite o estudo, dimensionamento e análise de dados.

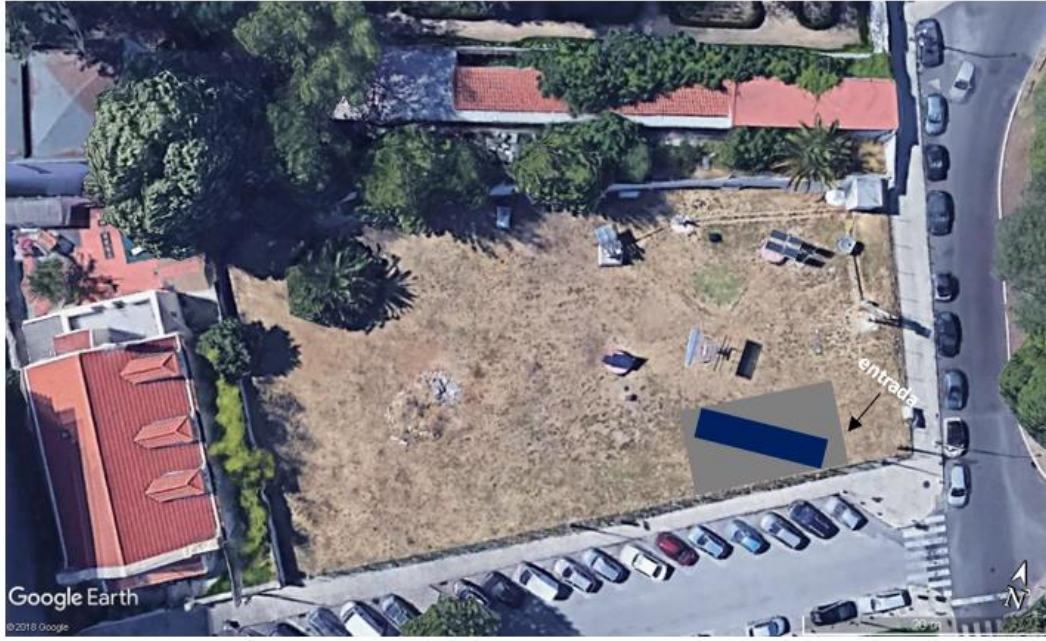


Figura 4.11: Local de instalação da estação solar e esboço da disposição desta e dos painéis fotovoltaicos orientados a sul (Fonte: Google Earth).

Em seguida calculou-se o comprimento e largura mínimos da estação, tendo em conta o número de painéis necessários e o número de bicicletas.

Por razões de diminuição de área ocupada pelos painéis, assumiu-se uma disposição lateral das *strings* de painéis no mesmo plano (e não em fileiras separadas com um dado espaçamento para evitar o sombreamento), com um espaçamento de 20 cm entre elas para evitar a resistência do ar nos painéis. Assim, o comprimento e largura mínimos do teto necessários para a colocação dos painéis obtêm-se a partir da inclinação, das medidas e número de painéis necessários (ver dedução matemática no **Anexo B**), utilizando-se as seguintes fórmulas, respetivamente:

$$L_{min}^{teto} = [WN_{mod,horiz} + (N_{strings} - 1)E_{min,strings}] \cos(|\Psi_{estação} - \Psi_m|) + LN_{mod,vert} \cos(\beta_m) \sin(|\Psi_{estação} - \Psi_m|) \quad (4.29)$$

$$W_{min}^{teto} = [WN_{mod,horiz} + (N_{strings} - 1)E_{min,strings}] \sin(|\Psi_{estação} - \Psi_m|) + LN_{mod,vert} \cos(\beta_m) \cos(|\Psi_{estação} - \Psi_m|) \quad (4.30)$$

Onde:

W – Largura do painel

L – Comprimento do painel

$N_{mod,horiz}$  – Número de painéis na horizontal

$N_{strings}$  – Número de *strings* de painéis FV

$E_{min}$  – Espaçamento mínimo entre as *strings* de painéis (20 cm)

$\Psi_{estação}$  – Azimute da estação ( $-30^\circ$ )

$\Psi_m$  – Azimute do painel

$N_{mod,vert}$  – Número de painéis na vertical (1)

$\beta_m$  – Inclinação do painel

#### 4. Métodos

---

Nesta fase, é importante também considerar o comprimento e largura mínimos da estação solar apenas considerando a área necessária para as bicicletas e para haver facilidade de movimentação dos utilizadores dentro da estação, de modo a determinar quais o comprimento e largura que são determinantes no projeto da estação.

Para o cálculo do comprimento, consideraram-se os modelos de bicicletas da Gira<sup>16</sup> e um espaçamento entre estas de 20 cm, conforme Figura 4.12.

Estando a estação solar projetada para N bicicletas elétricas, o comprimento a calcular é dado pela seguinte equação:

$$L_{\substack{\text{min teto} \\ \text{(bicicletas+pe\c{c}oas)}}} = \left(\frac{N}{2} - 1\right) E_{\text{min,bic}} + \frac{N}{2} W_{\text{bicicleta}} + F_{\text{esq}} + F_{\text{dir}} \quad (4.31)$$

Onde:

N – Número de bicicletas

$E_{\text{min,bic}}$  – Espaçamento mínimo entre bicicletas (20 cm)

$W_{\text{bicicleta}}$  – Largura da bicicleta (65 cm)

$F_{\text{esq}}$  – Folga no lado esquerdo da estação (30 cm)

$F_{\text{dir}}$  – Folga no lado direito da estação (1,20 m)

A largura mínima da estação é dada por:

$$W_{\substack{\text{min teto} \\ \text{(bicicletas+pe\c{c}oas)}}} = 2L_{\text{bicicleta}} + E_{\text{min,filas}} + 2F \quad (4.32)$$

Onde:

$L_{\text{bicicleta}}$  – Comprimento da bicicleta (1,80 m)

$E_{\text{min,filas}}$  – Espaçamento mínimo entre as filas de bicicletas (1,20 m)

F – Folga no lado dianteiro e traseiro da estação (30 cm)

---

<sup>16</sup> A Gira é um serviço de bicicletas partilhadas em Lisboa.



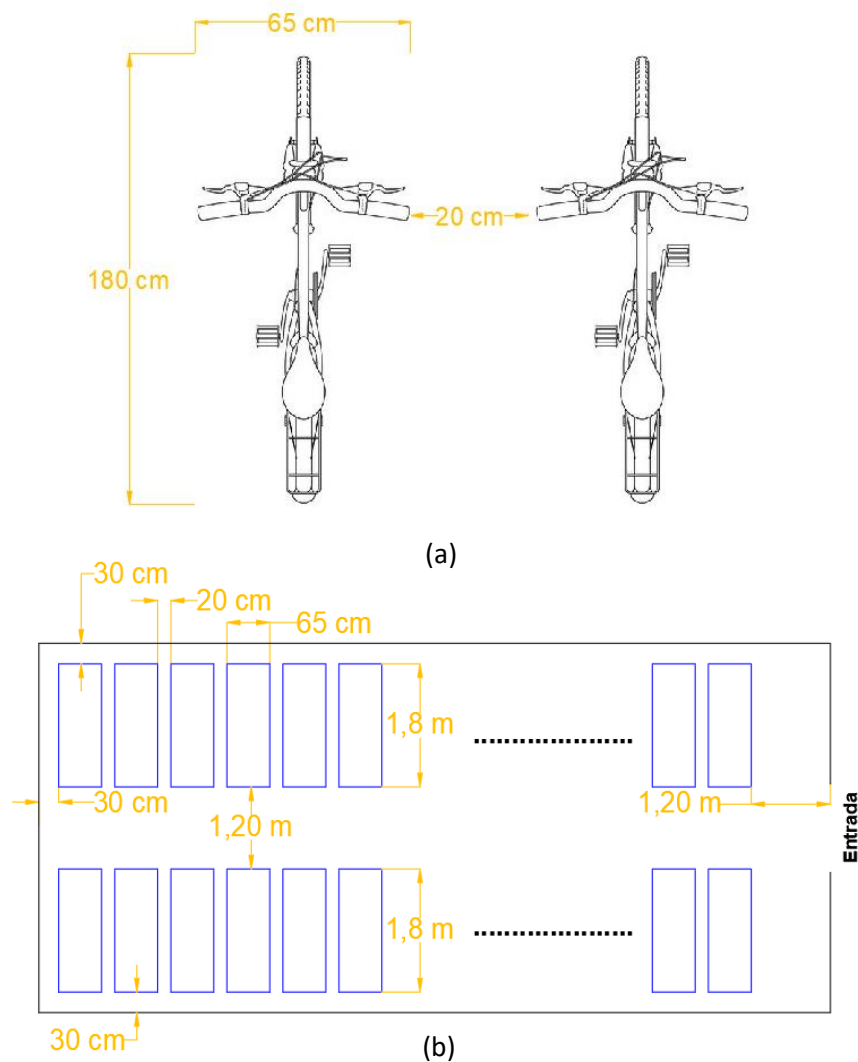


Figura 4.12: (a) Esquema das medidas relacionadas com as bicicletas (Adaptado: cad-block.com); (b) Desenho feito no *AutoCad* da disposição das bicicletas na estação solar com as principais medidas (as linhas azuis representam os locais para o estacionamento das bicicletas).

## 4.6. Análise Energética

### 4.6.1. 1º Cenário – Sistema fotovoltaico autónomo

Na simulação do sistema FV utilizou-se o programa *PVsyst*, para simular o balanço de energia entre a produção FV, o armazenamento de energia e a carga elétrica. Esta última teve de ser corrigida com a eficiência do inversor usado para se obter o perfil anual de carga c.c..

O procedimento adotado para o determinar baseou-se na Equação (4.33), Equação (4.34) e Equação (4.35).

$$P_{carga,cc}(h)[W] = \frac{\sum_i \left[ \frac{P_{charging}(i)}{\eta_{inv}(i)} \right] + \sum_j \left[ \frac{P_{charging+lâmpadas}(j)}{\eta_{inv}(j)} \right]}{60} \quad (4.33)$$

Onde:

$P_{charging}(i)$  – Potência de carregamento no minuto  $i$

$\eta_{inv}(i)$  – Eficiência do inversor no minuto  $i$

$P_{charging+lâmpadas}(j)$  – Potência total do carregamento e lâmpadas no minuto  $j$

$\eta_{inv}(j)$  – Eficiência do inversor no minuto  $j$

Nas horas em que se verificam apenas carregamentos de bicicletas tem-se:

$$P_{carga,cc}(h)[W] = \frac{P_{charging}(h)}{\eta_{inv,f}} \quad (4.34)$$

Onde:

$P_{charging}(h)$  – Potência de carregamento na hora  $h$

$\eta_{inv,f}$  – Eficiência do inversor para  $f = P_{charging}(h)/P_{nom,inv}$ , sendo  $P_{nom,inv}$  a potência nominal do inversor

Nas horas em que se verificam apenas entradas ou saídas, a potência das lâmpadas corresponde a 3% da potência nominal do inversor pelo que se considera a eficiência para essa fração:

$$P_{carga,cc}(h)[W] = \frac{\sum_{i=1}^{60} \left[ \frac{P_{lâmpadas}(i)}{\eta_{inv,3\%}} \right]}{60} = \frac{\bar{P}_{lâmpadas}(h)}{\eta_{inv,3\%}} \quad (4.35)$$

Onde:

$P_{lâmpadas}(i)$  – Potência das lâmpadas no minuto  $i$  (72 W)

$\eta_{inv,3\%}$  – Eficiência do inversor para 3% da sua potência nominal

$\bar{P}_{lâmpadas}(h)$  – Potência média das lâmpadas na hora  $h$

Após os resultados da simulação do PVsyst realizou-se a análise mensal e análise diária<sup>17</sup> em dias representativos dos três períodos do calendário escolar e em dias de fim de semana e/ou feriados. As variáveis consideradas foram:

- Irradiância solar direta disponível no local;
- Irradiância solar difusa e refletida disponível no local;
- Irradiância solar direta efetiva (contabilizando as perdas por sombreamento e devido ao MAI);
- Irradiância solar difusa e refletida disponível no local (contabilizando as perdas por sombreamento e devido ao MAI);
- Potência produzida pelo gerador FV;
- Potência requerida pela carga (potência de consumo);
- Potência fornecida à carga;
- Potência fornecida à bateria (potência de carga);
- Potência fornecida pela bateria (potência de descarga);
- Potência desperdiçada (potência não útil);

<sup>17</sup> A análise diária nesta secção diz respeito ao horário de inverno.

- Estado de carga da bateria inicial (SOC).

### 4.6.2. 2º Cenário – Sistema fotovoltaico ligado à rede

Após os resultados da simulação do *PVsyst*, realizou-se a análise mensal e análise diária<sup>18</sup> usando dias úteis representativos dos três períodos do calendário escolar, bem como dias de fim de semana e/ou feriados. As variáveis consideradas foram:

- Potência produzida pelo gerador FV;
- Potência produzida pelo sistema FV (disponível à saída do inversor);
- Potência injetada na rede elétrica;
- Potência fornecida pela rede elétrica;
- Potência fornecida à carga (potência de consumo).

## 4.7. Análise Financeira

Após o dimensionamento, a seleção dos equipamentos e o desenho da estação solar nos dois cenários procedeu-se à análise da viabilidade financeira dos projetos. Esta análise, dado o carácter não especulativo do investimento, foi toda efetuada sem ter em conta qualquer taxa de juro para o valor presente do dinheiro.

### 4.7.1. 1º Cenário – Sistema fotovoltaico autónomo

Numa primeira fase consideraram-se todos os custos envolvidos nos equipamentos e na instalação do sistema FV, na substituição das baterias, na instalação do sistema elétrico e na construção civil da estação solar.

Assumiu-se que a substituição das baterias que se tomaram como referência é realizada de cinco em cinco anos (Secção 3.3. Baterias), ou seja, ao longo do tempo útil de vida do projeto (25 anos) tem-se quatro substituições de baterias. Assim, o investimento total é dado por:

$$I_{total} = I_i + 4 \times (I_{bat} + C_{subs,bat}) \quad (4.36)$$

Onde:

$I_i$  – Investimento inicial do projeto

$I_{bat}$  – Investimento nas baterias

$C_{subs,bat}$  – Custo de substituição das baterias

Para analisar a viabilidade do projeto no tempo de vida útil do projeto consideraram-se dois modelos de negócio. O primeiro assenta no preço de venda de energia elétrica, traduzida por:

$$C_{u,ele} \left[ \frac{\text{€}}{kWh} \right] = \frac{I_{total} [\text{€}]}{t_{vida} [\text{anos}] \times E_{ele,anual} [kWh/ano]} \quad (4.37)$$

Onde:

$I_{total}$  – Investimento total do projeto

(continua...)

---

<sup>18</sup> A análise diária nesta secção diz respeito ao horário de inverno.

#### 4. Métodos

$t_{vida}$  – Tempo de vida útil do projeto (25 anos)

$E_{ele,anual}$  – Procura energética anual

Em que

$$E_{ele,anual} = \int_{h=1}^{8760} P_{carga,c.a.}(h) dh$$

Onde  $P_{carga,c.a.}(h)$  corresponde ao perfil anual de carga c.a..

O segundo modelo de negócio corresponde a uma contribuição anual de cada um dos 18 utilizadores da estação solar que se assumiu, calculada através da seguinte expressão:

$$Contribuição \left[ \frac{\text{€}}{\text{ano} \cdot \text{utilizador}} \right] = \frac{I_{total}[\text{€}]}{[18 \text{ utilizadores}] \times t_{vida}[\text{anos}]} \quad (4.38)$$

Onde:

$I_{total}$  – Investimento total no projeto

$t_{vida}$  – Tempo de vida útil do projeto (25 anos)

#### 4.7.2. 2º Cenário – Sistema fotovoltaico ligado à rede

Numa primeira fase consideraram-se todos os custos envolvidos nos equipamentos e na instalação do sistema FV, na instalação do sistema elétrico e na construção civil da estação solar.

O sistema fotovoltaico ligado à rede com venda de excedente exige um contrato de potência com a operadora da rede elétrica, que neste caso é a EDP Distribuição. De acordo com o Artigo 5.º do Decreto-Lei 153/2014 de 20 de Outubro, o sistema tem de ter os seguintes requisitos:

- Potência de ligação (injeção) da unidade produtora de energia tem de ser menor ou igual a 100% da potência contratada na instalação de utilização (no presente caso, é igual à potência nominal de saída do inversor);
- A potência instalada não pode ser superior a duas vezes a potência de ligação;

Desta forma, considerou-se uma potência contratada neste local de 2,3 kVA e considerando o tarifário simples tem-se [68]:

- Preço da potência contratada: 0,1423 €/dia
- Preço da energia: 0,1447 €/kWh

O excedente da produção FV injetado na Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) é remunerado de acordo com o Artigo 24.º do Decreto-Lei acima referido, segundo a seguinte fórmula:

$$R_m = E_{fornecida,m}[\text{kWh}] \times OMIE_m \left[ \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right] \times 0,9 \quad (4.39)$$

Onde:

$E_{fornecida,m}$  – Energia elétrica fornecida no mês  $m$

$OMIE_m$  – Valor resultante da média aritmética simples dos preços de fecho do Operador do Mercado Ibérico de Energia (OMIE) para Portugal (mercado diário), relativos ao mês  $m$

O excedente produzido face às necessidades de consumo não é remunerado [67].

#### 4. Métodos

Na avaliação económica do projeto consideraram-se dois modelos de negócio com receitas provenientes dos utilizadores. O primeiro modelo consiste na venda de energia a cada utilizador conforme o seu consumo (Equação (4.40)), e o segundo numa tarifa plana anual de modo a tornar o projeto viável economicamente em que, iterativamente, se obteve 71 €/ano/utilizador.

$$Receitas_{utiliz} = \frac{(1 - f_{amortizada}) \times I_{total} (\text{€})}{t_{vida}[\text{anos}] \times E_{ele,anual}(kWh)} \quad (4.40)$$

Onde:

$f_{amortizada}$  – Fração amortizada do investimento total apenas pela venda de energia à rede

$I_{total}$  – Investimento total do projeto

$t_{vida}$  – Tempo de vida útil do projeto (25 anos)

$E_{ele,anual}$  – Consumo energético anual

Os proveitos anuais dependem das receitas provenientes da venda de energia à rede e das receitas provenientes dos utilizadores:

$$Proveitos\ anuais = Receitas_{rede} + Receitas_{utiliz} \quad (4.41)$$

Onde:

$Receitas_{rede}$  – Receitas provenientes da venda de energia à rede

$Receitas_{utiliz}$  – Receitas provenientes dos utilizadores

A poupança que se tem ao consumir-se a energia FV produzida (autoconsumo) define-se através da seguinte equação:

$$Poupança_{autoconsumo}(\text{€}) = Tarifa_{ele} \left[ \frac{\text{€}}{kWh} \right] \times E_{cons,PV}[kWh] \quad (4.42)$$

Onde:

$Tarifa_{ele}$  – Tarifa da eletricidade

$E_{cons,PV}$  – Energia FV consumida pela carga (equivalente ao autoconsumo)

As despesas anuais no ano  $n$  dizem respeito à compra de energia à rede quando a produção FV não é suficiente para suprir a procura. Definem-se através da seguinte equação:

$$Despesas\ anuais = Tarifa_{ele} \left[ \frac{\text{€}}{kWh} \right] \times E_{compra_{rede}}[kWh] \quad (4.43)$$

Onde:

$Tarifa_{ele}$  – Tarifa da eletricidade

$E_{compra_{rede}}$  – Energia anual comprada à rede

Os *cash-flows* no final de cada ano determinam-se através da seguinte equação:

$$Cashflow\ anual = Proveitos\ anuais - Despesas\ anuais \quad (4.44)$$

Onde:

$Proveitos\ anuais$  – Proveitos anuais

$Despesas\ anuais$  – Despesas anuais

O *cash-flow* acumulado até ao final de cada ano  $n$  calcula-se recorrendo à seguinte equação:

$$\text{Cashflow}_{\text{acum}}(n) = -I_{\text{total}} + \sum_{i=1}^n \text{Cashflow}(i) \quad (4.45)$$

Onde:

$I_{\text{total}}$  – Investimento total do projeto

$\text{Cashflow}(i)$  – Cash-flow no ano  $i$

## 5. Resultados e Discussão

### 5.1. Análise dos dados meteorológicos

A Figura 5.1 mostra os perfis médios diários da irradiância global horizontal para os diferentes meses do ano para Lisboa.

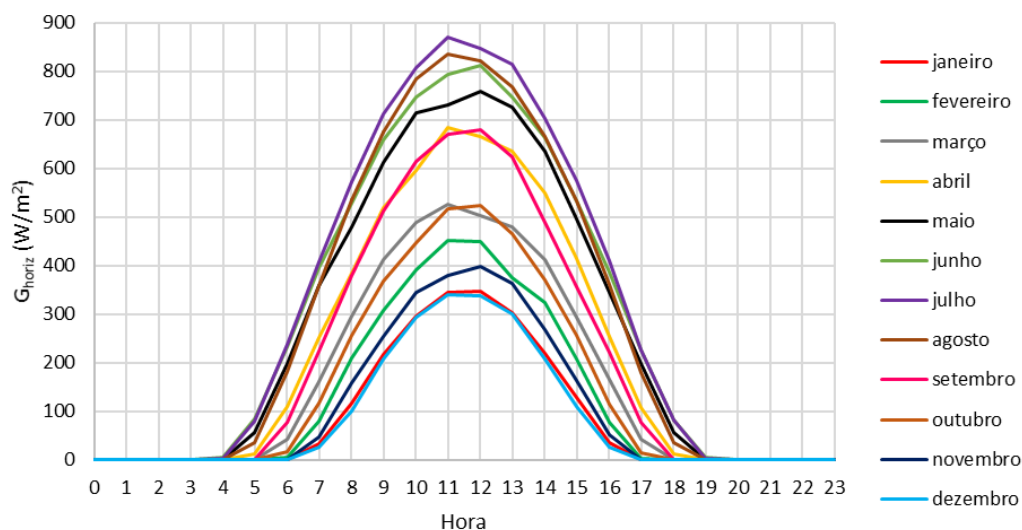


Figura 5.1: Perfis médios diários da irradiância global horizontal para os diferentes meses do ano, para Lisboa.

A Figura 5.1 mostra que, ao longo do dia, existe um aumento da irradiância solar a partir da manhã até atingir o pico, que ocorre no período entre as 11:00 e as 12:00.

Verifica-se que os meses de novembro a fevereiro apresentam os valores mais baixos de irradiância solar (período de inverno) e que, pelo contrário, os meses de junho a agosto são os que apresentam os valores mais altos (período de verão).

A Figura 5.2 apresenta os perfis médios diários da temperatura ambiente para os diferentes meses do ano, para Lisboa.

Ao longo do dia observa-se um aumento da temperatura ambiente a partir da manhã, atingindo o máximo por volta das 13:00 ou 14:00.

Fazendo a análise ao longo do ano, é evidente que as temperaturas mais baixas se verificam nos meses de dezembro a fevereiro (inverno) e as temperaturas mais elevadas no período de verão.

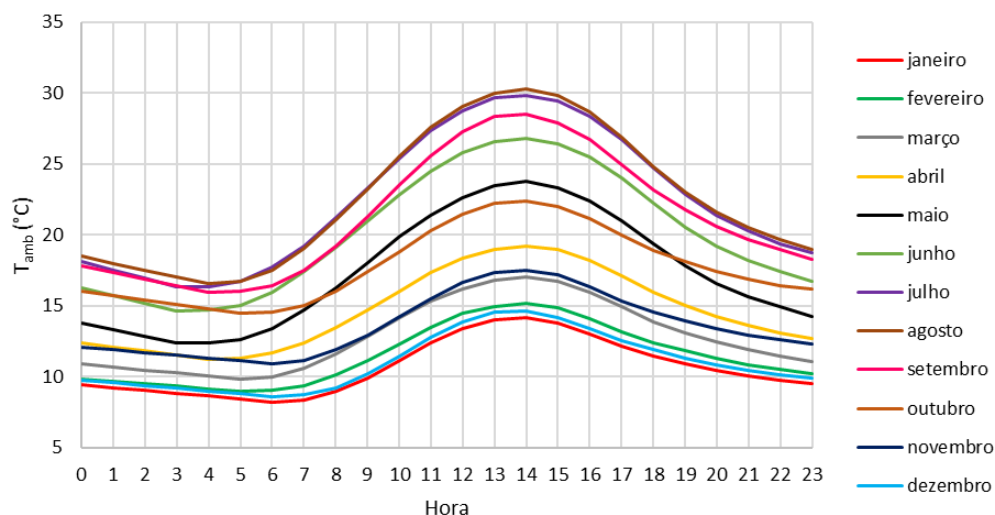


Figura 5.2: Perfis médios diários da temperatura ambiente para os diferentes meses do ano, para Lisboa.

### 5.2. Perfil anual de procura de estacionamento

A Figura 5.3 mostra os perfis de ocupação dos parques de bicicletas dos edifícios C5 e C8 da FCUL nos dias monitorizados e respetivo perfil médio horário semanal para uma semana com aulas, sendo a Figura 5.4 correspondente à média horária semanal para uma semana de cada um dos períodos do calendário escolar.

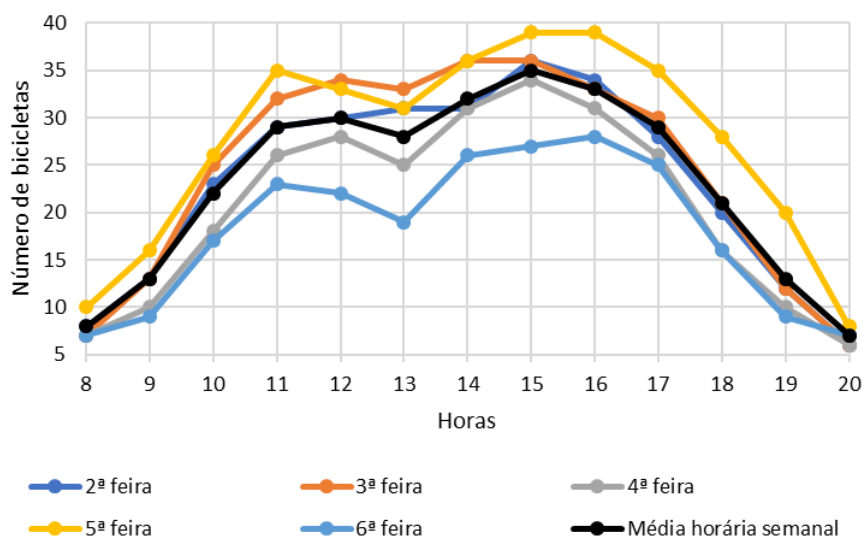


Figura 5.3: Número de bicicletas nos parques dos edifícios C5 e C8 da FCUL ao longo dos dias de uma semana com aulas e respetiva média horária semanal.



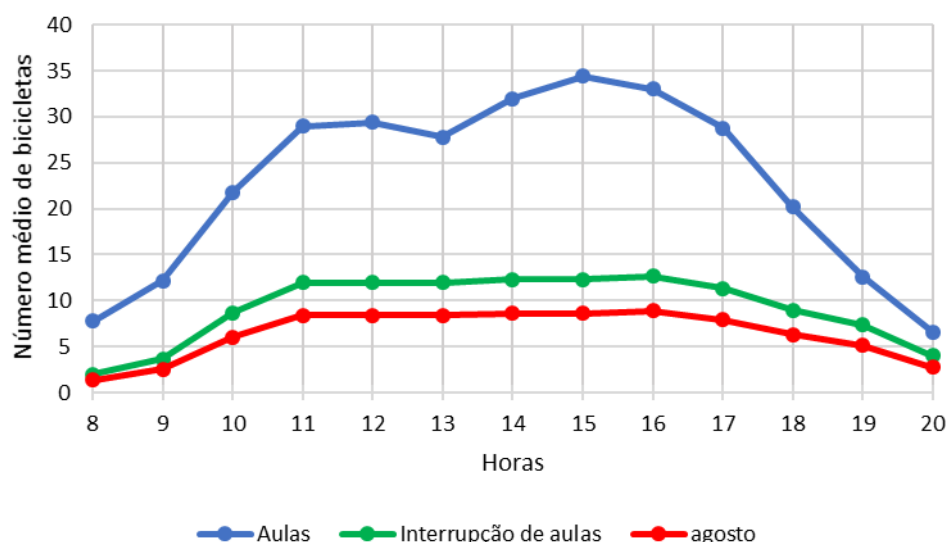


Figura 5.4: Número médio horário semanal de bicicletas nos parques dos edifícios C5 e C8 da FCUL numa semana com aulas, do período de interrupção de aulas e de agosto.

A Figura 5.4 mostra que, como era de esperar, nas semanas sem aulas (linhas verde e vermelha), o número médio de bicicletas é significativamente menor no período das 10:00 às 18:00.

O pico da ocupação dos parques ocorre, em média, às 12:00 e 15:00. Nos períodos sem aulas, o perfil de ocupação é mais constante, verificando-se que esse pico se atinge às 11 horas e se prolonga até às 16:00.

O fator de escala  $F=1/2$  foi aplicado a este gráfico, pelo que a estação de carregamento solar estará dimensionada para 18 bicicletas (metade do valor máximo do gráfico).

A Figura 5.5 representa o número médio horário de entradas e saídas de bicicletas nos parques de bicicletas dos edifícios C5 e C8 da FCUL numa semana para cada um dos períodos.

Em todos os períodos, o maior número de entradas verifica-se às 9:00, correspondentes ao início do período laboral típico e das aulas, diminuindo até às 12:00. Por volta das 13:00 observam-se novamente mais entradas nos parques, diminuindo até às 15:00. A partir desta hora, começam-se a registar as saídas das bicicletas, observando-se o máximo de saídas por volta das 17:00, quando a maioria dos alunos e funcionários da faculdade terminaram o horário letivo e laboral.

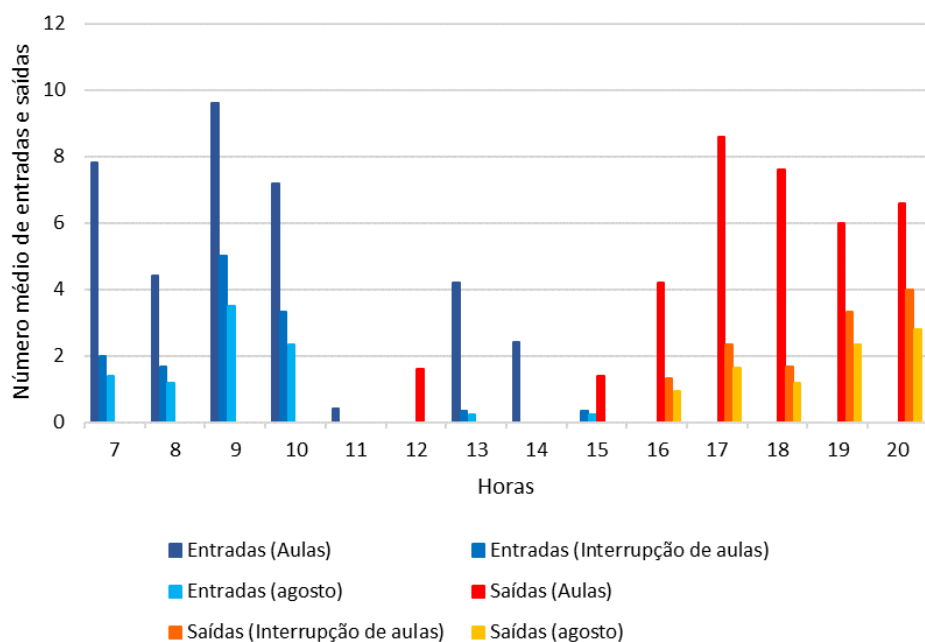


Figura 5.5: Número médio horário de entradas e de saídas de bicicletas nos parques dos edifícios C5 e C8 da FCUL numa semana para cada um dos períodos.

### 5.3. Perfil anual de carga elétrica

O mapa a cores da Figura 5.6 permite a visualização da forma como varia a carga consoante o período do ano e do dia.

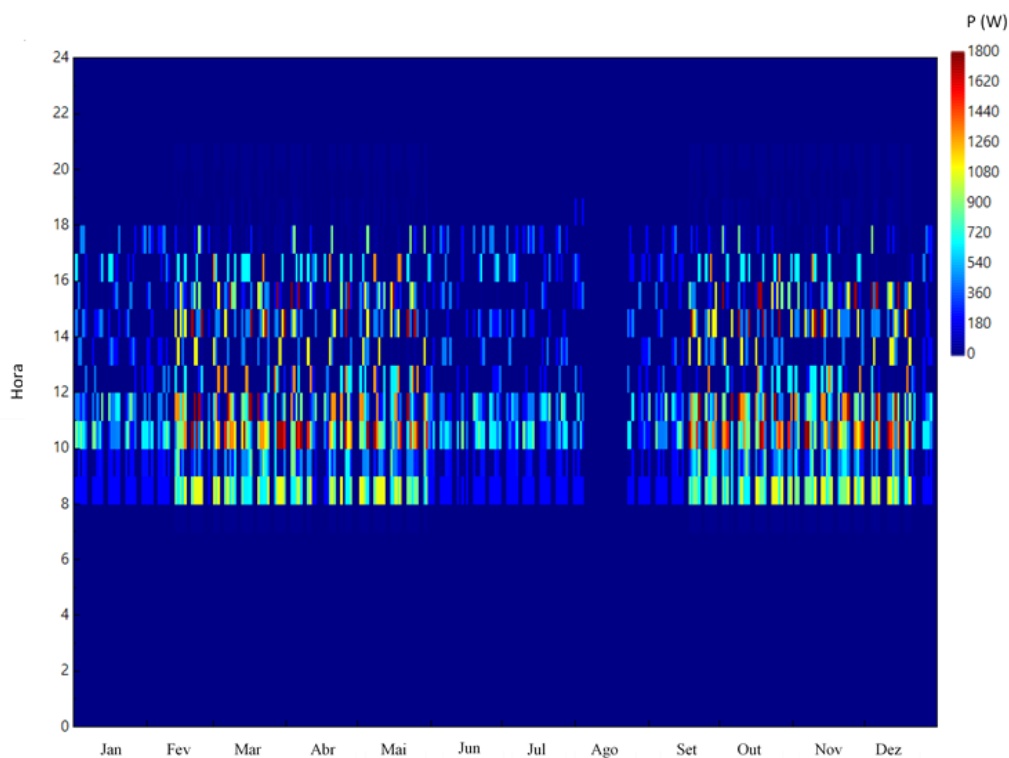


Figura 5.6: Variação da carga consoante o período do ano (eixo horizontal) e do dia (eixo vertical).

O gráfico acima mostra que, de meados de fevereiro até final de maio e de meados de setembro até finais de dezembro, os requisitos de carga são os mais elevados comparativamente aos outros períodos, pois correspondem ao período de aulas, em que a afluência de bicicletas à faculdade é significativamente maior.

Fazendo uma análise ao longo do dia, verifica-se que até às 8:00, nos meses de janeiro a meados de fevereiro e de junho a meados de setembro (período de interrupção de aulas e agosto, respetivamente), não existe carga, sendo que, nos restantes meses, a carga é quase nula às 7:00, pois corresponde ao consumo das luminárias aquando das chegadas ao parque. A partir dessa hora começam-se a verificar os carregamentos das baterias, atingindo-se o máximo às 10:00 ou 11:00. A partir desta hora, em período de interrupção de aulas e agosto, a carga diminui até às 13:00.

A partir das 18:00, no período de interrupção de aulas e agosto, a carga é nula, sendo que, nos restantes meses, a carga é quase nula a partir dessa hora, pois corresponde ao consumo das luminárias aquando das saídas do parque. Em agosto, num dado período, é possível observar a inexistência de carga, que corresponde às semanas de encerramento da faculdade.

A Figura 5.7 e a Figura 5.8 apresentam o perfil médio horário semanal e o perfil médio horário diário da carga elétrica para cada um dos períodos do calendário escolar, respetivamente.

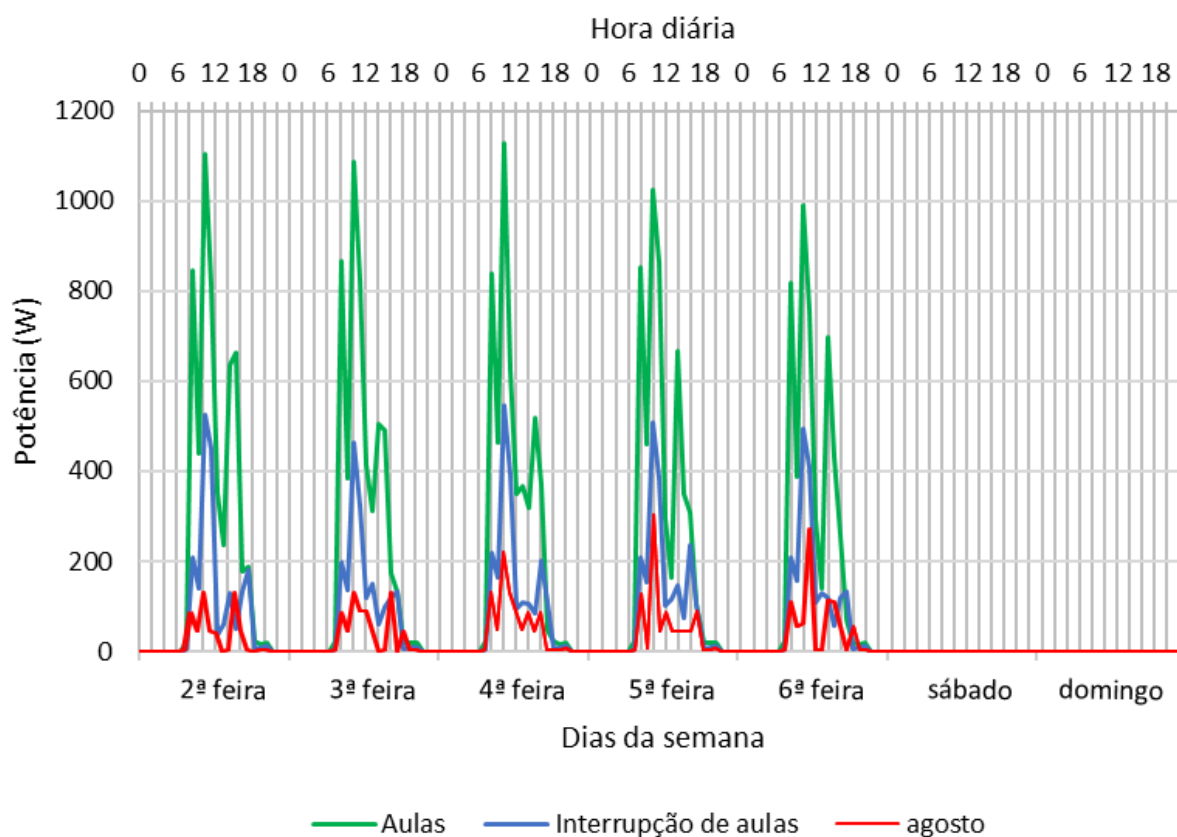


Figura 5.7: Perfil médio horário semanal da carga elétrica para cada um dos períodos.

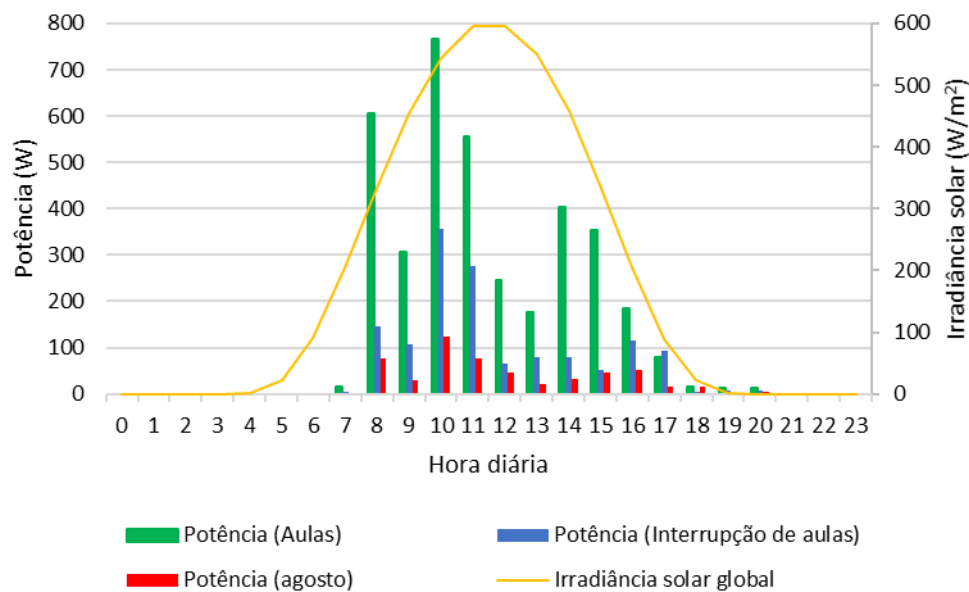


Figura 5.8: Perfil médio horário diário da carga elétrica para cada um dos períodos e irradiância solar global média anual no plano horizontal.

Os gráficos da Figura 5.7 e da Figura 5.8 permitem avaliar, em média, como varia a carga horariamente em cada um dos períodos, evidenciando a ocorrência dos picos diários de carga elétrica às 10:00, durante os dias úteis. A partir dessa hora, há uma diminuição da carga, sendo de salientar que, no período de aulas, existe um aumento a partir das 13:00 até às 14:00 ou 15:00, voltando a haver uma diminuição a partir destas horas.

A Figura 5.8 mostra que o perfil de procura de energia se ajusta muito bem ao perfil de irradiância solar, com os picos da procura a corresponderem aproximadamente aos maiores níveis de irradiância e os baixos níveis de procura aos menores níveis de irradiância, provando-se a viabilidade técnica para a execução deste projeto.

## 5.4. Projeto da estação solar

### 5.4.1. Análise do sombreamento

Os mapas a cores da Figura 5.9, Figura 5.10 e Figura 5.11 apresentam a variação do sombreamento consoante o período do ano e do dia.

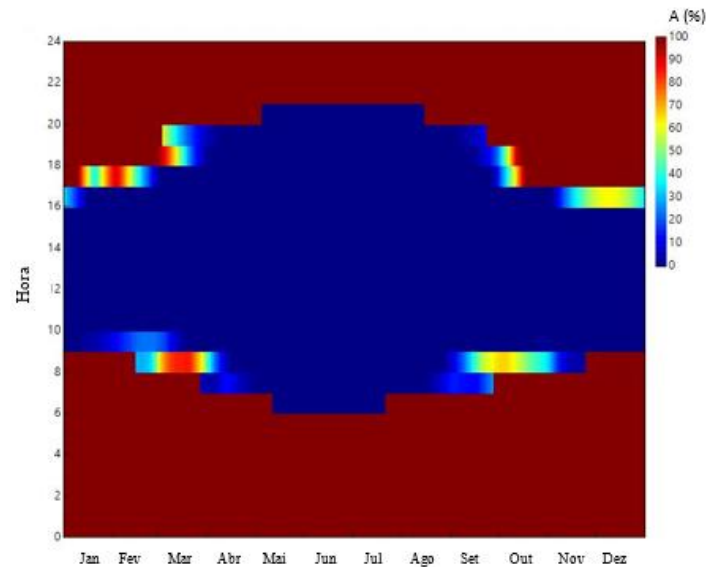


Figura 5.9: Mapa da variação da percentagem de área de painel sombreada ao longo do ano e do dia, no Campus Solar.

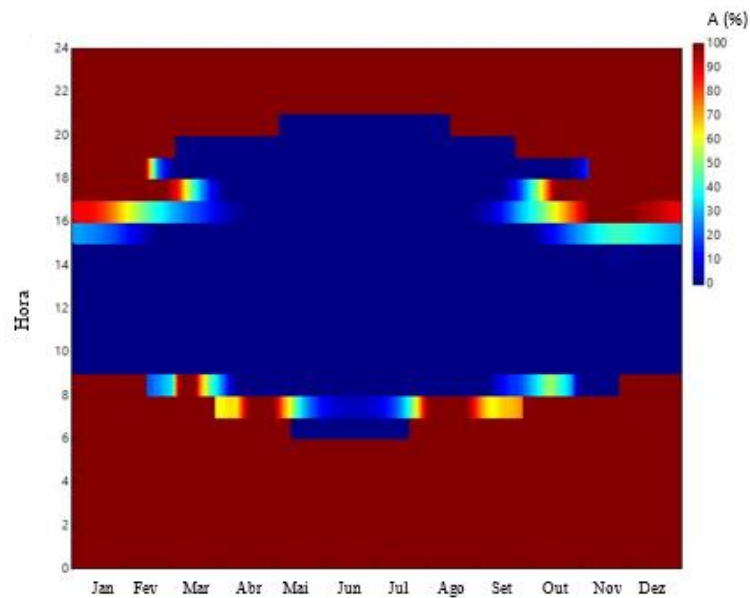


Figura 5.10: Mapa da variação da percentagem de área de painel sombreada ao longo do ano e do dia, no parque de estacionamento.

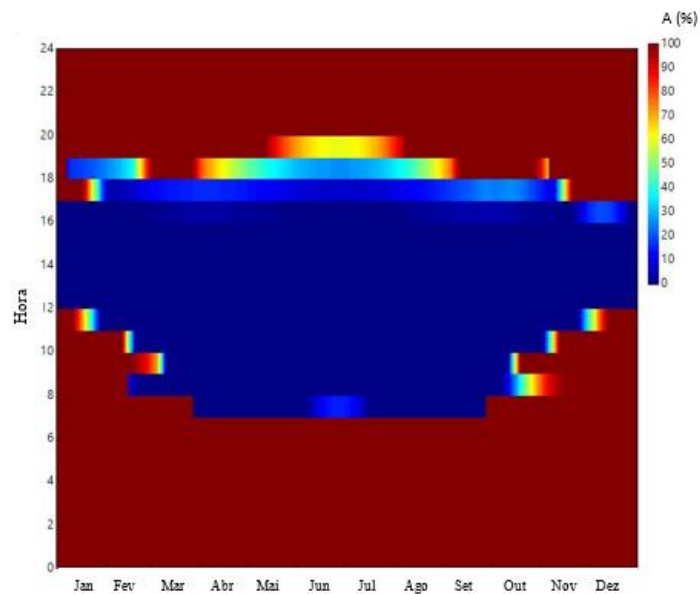


Figura 5.11: Mapa da variação da porcentagem de área de painel sombreada ao longo do ano e do dia, no lado este do edifício C6.

Com base nas figuras acima, conclui-se que o melhor local para a instalação dos painéis é o Campus Solar, pois é o caso que apresenta o menor sombreamento no período da maior procura energética (entre as 8:00 e as 18:00) ao longo do ano.

### 5.4.2. Otimização da incidência solar nos painéis

O gráfico da Figura 5.12 representa a variação da irradiação no painel no inverno e no período da maior procura energética em função do seu azimute e inclinação, concluindo-se que o melhor azimute e inclinação para os painéis são 0° (sul) e 60°, respetivamente.

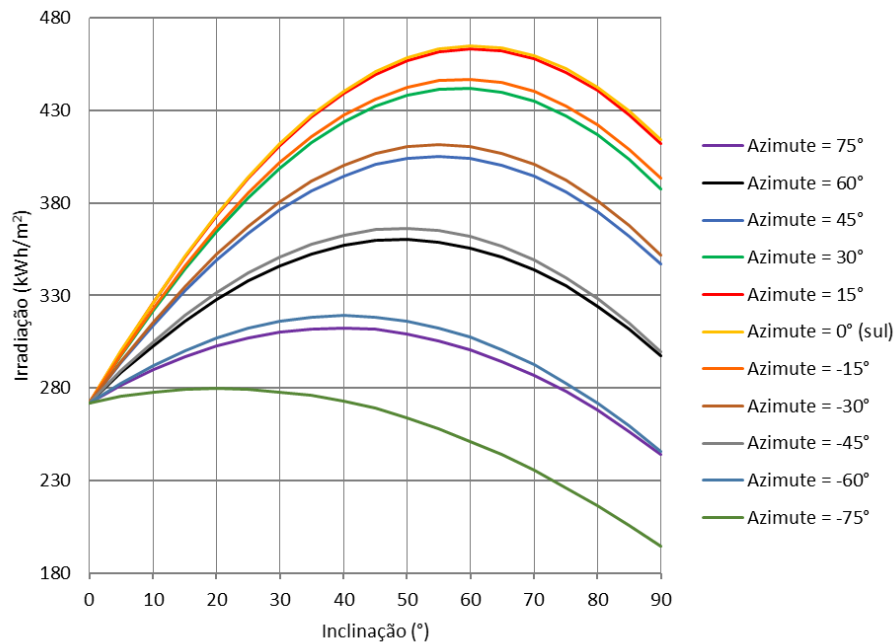


Figura 5.12: Variação da irradiação no painel no inverno e no período da maior procura energética em função do seu azimute e inclinação.

O gráfico da Figura 5.13 mostra a evolução do ângulo de incidência mínimo diário nos painéis FV ao longo do ano, para a orientação e inclinação de painel ótimas.

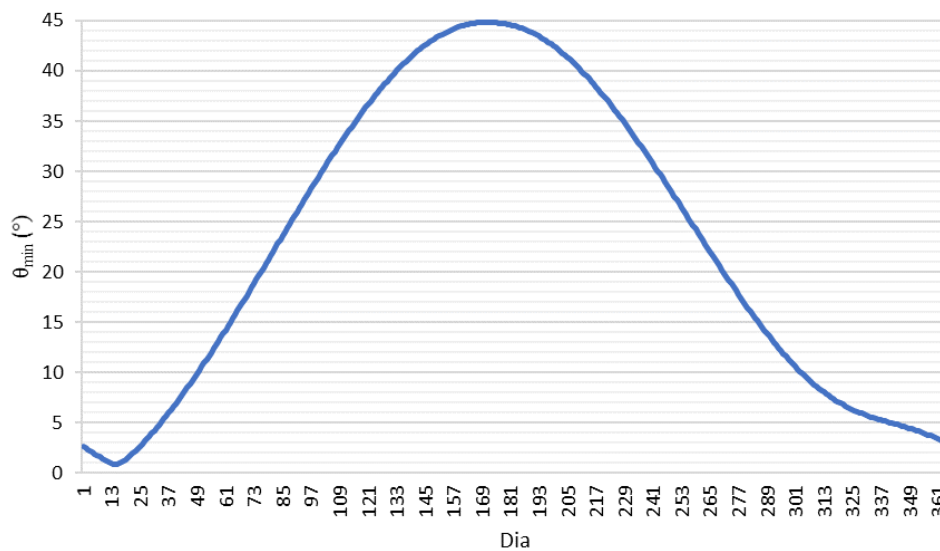


Figura 5.13: Evolução do ângulo de incidência mínimo diário ( $\theta_{\min}$ ) ao longo do ano.

Através do gráfico verifica-se que o ângulo de incidência mínimo diário diminui desde o dia 1 de janeiro, atingindo o mínimo no dia 15 de janeiro (cerca de 1°). A partir deste dia, o ângulo de incidência mínimo diário aumenta até atingir o máximo (cerca de 45°) no dia 19 de junho (dia juliano 170), voltando a diminuir até ao final do ano.

## 5. Resultados e Discussão

Este gráfico reforça o facto de os painéis terem sido otimizados para captar o máximo de radiação solar no inverno, captando menos no verão, pois os menores ângulos de incidência estão associados ao período de inverno.

A Figura 5.14 apresenta a evolução diária do ângulo de incidência nos painéis FV em dois dias característicos de inverno e verão.

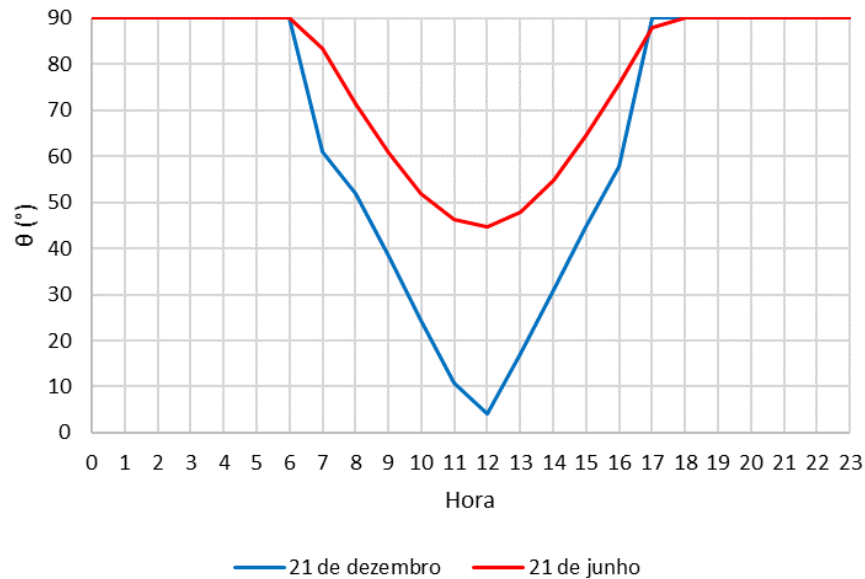


Figura 5.14: Evolução diária do ângulo de incidência nos painéis FV em dois dias característicos de inverno (21 de dezembro) e verão (21 de junho) (as horas no eixo horizontal correspondem ao horário de inverno).

Até às 7:00 não existe incidência solar nos painéis FV (ângulo de incidência 90°). A partir das 7:00, o ângulo de incidência vai diminuindo até atingir o mínimo por volta das 12:00, voltando a aumentar até atingir novamente 90° às 17:00 do dia 21 de dezembro e às 18:00 do dia 21 de junho.

Comparando os dois dias, como já era esperado pela análise do gráfico anterior, o dia 21 de dezembro (inverno) apresenta valores mais reduzidos de ângulo de incidência solar.

### 5.4.3. 1º Cenário – Definição do sistema fotovoltaico autónomo

O gráfico da Figura 5.15 apresenta a evolução da carga elétrica e da irradiação médias diárias para todos os meses.



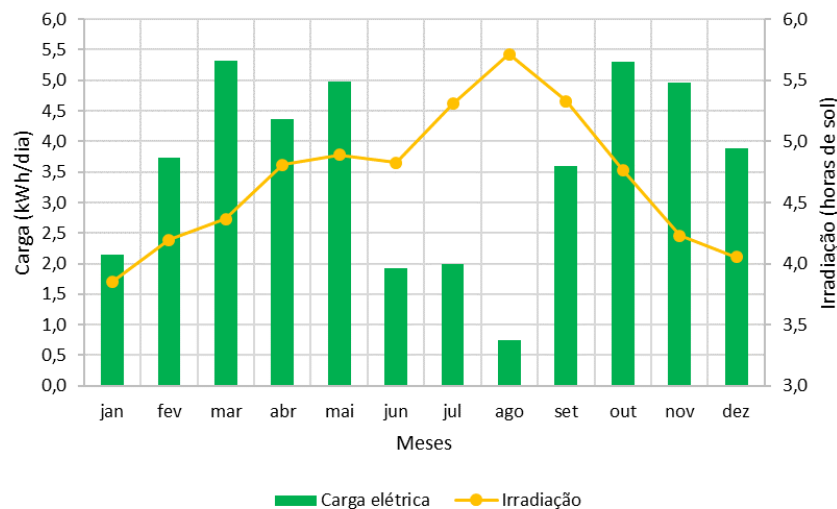


Figura 5.15: Evolução da carga elétrica e da irradiação médias diárias ao longo do ano.

Como se observa pela Figura 5.15, em média, a irradiação aumenta de janeiro até agosto (com exceção de junho, em que baixa ligeiramente face a maio), altura em que atinge o seu pico anual, diminuindo a partir daí até dezembro. Contudo, a carga elétrica não apresenta nenhuma tendência ao longo do ano, sendo de salientar que diminui nos meses de junho, julho e agosto (período de exames ou férias), mas que, por outro lado, a irradiação aumenta por ser o período de verão.

O gráfico da Figura 5.16 permite avaliar a evolução do rácio carga/irradiação ao longo dos meses, sendo apenas de referir que este rácio é para a carga corrigida pelos fatores de redução de potência do sistema FV, definida pela Equação (4.14).

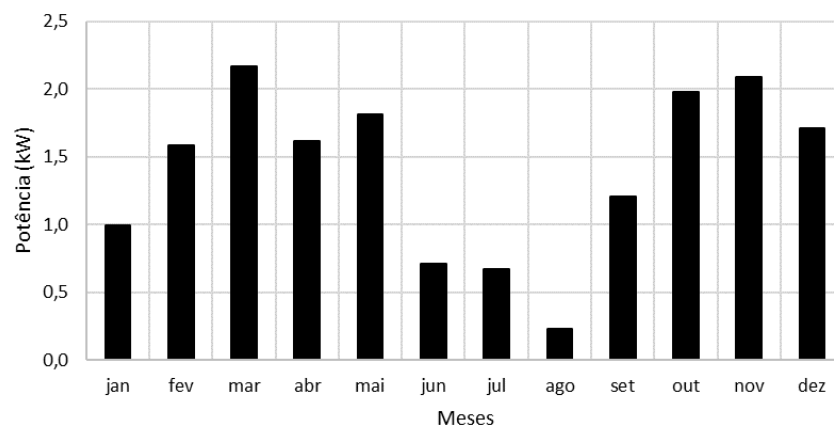


Figura 5.16: Evolução do rácio Carga/Irradiação ao longo dos meses.

Pelo gráfico acima conclui-se que o mês crítico é março e que a potência requerida do gerador fotovoltaico é 2223 Wp (2,2 kWp). Tendo em conta o modelo de painel escolhido, são necessários 9 painéis. A tensão de circuito aberto deste a  $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$  é 42,6 V e a tensão MPP mínima a  $70\text{ }^{\circ}\text{C}$  é 25,5 V,

pelo que o número máximo e mínimo de painéis em série são 3. O gerador será composto por três *strings* de três painéis ligados em série, ou seja, uma potência instalada de 2,5 kWp.

Por razões de diminuição de área ocupada pelos painéis, as *strings* são dispostas no mesmo plano, segundo o esquema elétrico da Figura 5.17 e com um espaçamento de 20 cm.

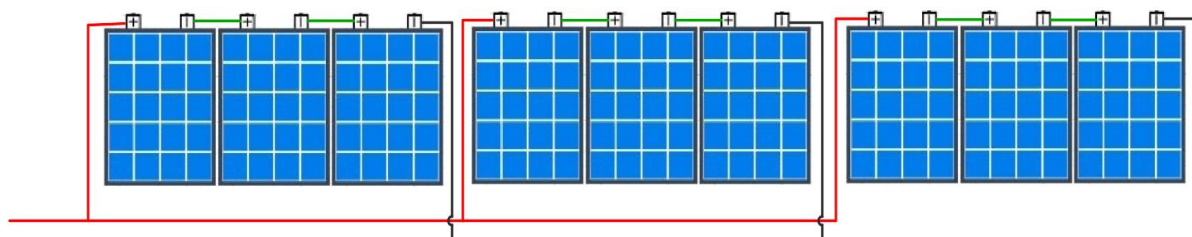


Figura 5.17: Disposição das *strings* de painéis numa única linha.

Pelo gráfico da Figura 5.15 verifica-se que a maior carga elétrica média diária corresponde a março com um valor de 5,3 kWh.

Assim, a capacidade requerida do banco de baterias é 306 Ah, sendo constituído por oito baterias, com duas *strings* de quatro baterias.

Relativamente ao inversor autónomo, como a máxima potência do perfil de carga é aproximadamente 1800 W (Figura 5.6), o inversor inicialmente escolhido obedece a este critério (2300 W de potência nominal).

A Tabela 5.1 apresenta a configuração do sistema FV autónomo.

Tabela 5.1: Configuração do sistema FV autónomo.

	Número de painéis/baterias em série (por <i>string</i> )	Número de <i>strings</i> em paralelo
<b>Gerador fotovoltaico</b>	3	3
<b>Banco de baterias</b>	4	2

### 5.4.4. 2º Cenário – Definição do sistema fotovoltaico ligado à rede

Os resultados das equações apresentadas na Secção 4.5.4. 2º Cenário – Dimensionamento do sistema fotovoltaico ligado à rede encontram-se resumidas na seguinte tabela.

Tabela 5.2: Resultados da Secção 4.5.4.

		Inversores estudados		
		<i>Kostal Piko MP Plus 1.5-1</i>	<i>Fronius Galvo 1.5-1</i>	<i>SMA Sunny Boy 1.5</i>
Número mínimo de painéis em série	$N_{\min mod/string}$	3	5	7
Número máximo de painéis em série	$N_{\max mod/string}$	10	9	14
Número máximo de strings	$N_{\max string}$	1	1	1

Para o estudo, utilizou-se o menor número de módulos tendo em conta a Tabela 5.2 para equilibrar a energia que é comprada à rede e aquela que é injetada na rede e evitou-se o sobredimensionamento do inversor face ao gerador FV. Assim, para o inversor da *Kostal* consideraram-se quatro painéis em série; para o inversor da *Fronius*, cinco painéis em série e para o inversor da *SMA* consideraram-se sete painéis em série.

A Figura 5.18 mostra a evolução mensal da carga elétrica, autoconsumo e da fração solar do sistema fotovoltaico para cada um dos inversores considerados.

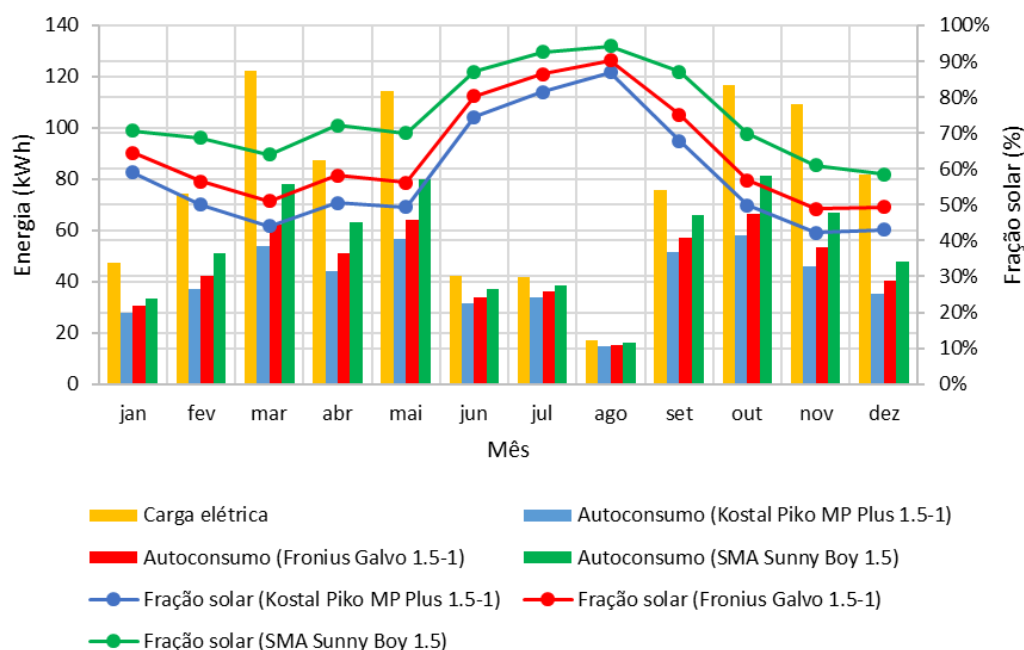


Figura 5.18: Evolução mensal da carga elétrica, autoconsumo e da fração solar do sistema fotovoltaico para cada um dos inversores considerados.

Pelo gráfico acima verifica-se que a fração solar apresenta valores mais elevados nos meses de verão (junho a agosto), pois existe maior produção FV, verificando-se o oposto no inverno (novembro a fevereiro).

Conclui-se que o inversor da *SMA* apresenta, ao longo do ano, uma maior fração solar comparativamente aos outros inversores, o que significa que, considerando este inversor, uma maior parte do consumo é coberta pela produção FV.

A Figura 5.19 apresenta, numa base anual, a energia injetada na rede, a energia comprada à rede e o balanço entre estas e fração solar para cada um dos inversores.

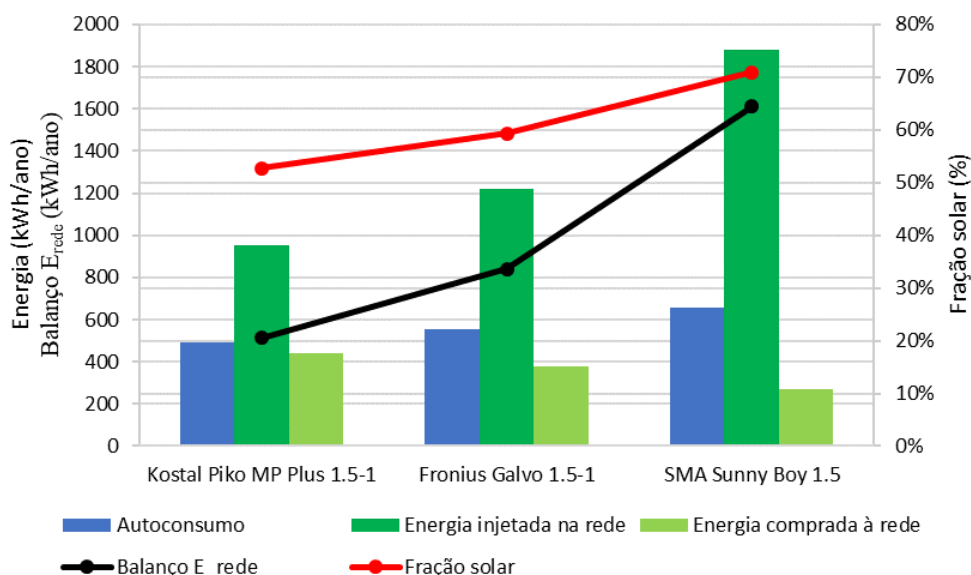


Figura 5.19: Energia injetada na rede e energia comprada à rede e balanço entre estas (eixo vertical principal) e fração solar (eixo vertical secundário), numa base anual, para cada um dos inversores.

Verifica-se pelo gráfico que, considerando o inversor da *SMA*, o autoconsumo é relativamente superior face aos outros inversores, refletindo-se numa fração solar superior (70%). Contudo, o balanço entre a energia injetada na rede e a energia comprada à rede (linha preta) não é nulo em nenhum dos três casos, mas é positivo, havendo anualmente mais energia a ser injetada na rede do que comprada.

Assim, com base na análise dos dois gráficos anteriores, foi adotado o inversor *SMA Sunny Boy 1.5* com um gerador FV de uma *string* de sete painéis FV.

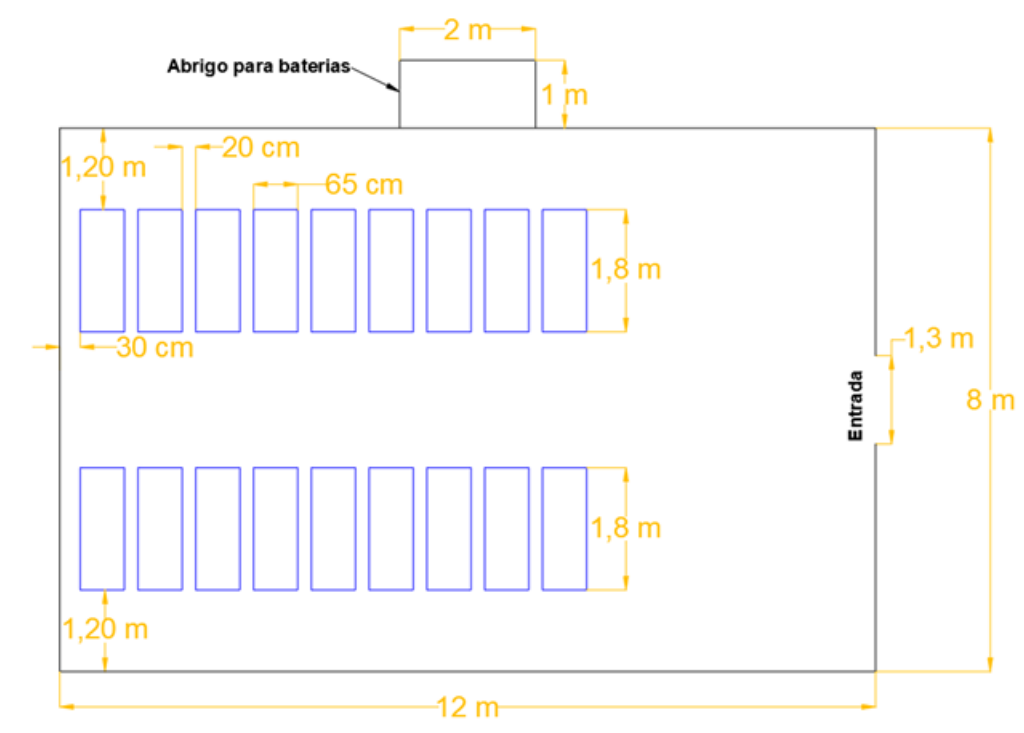
### 5.4.5. Área de ocupação da estação solar

Tendo em conta a Figura 5.17, no primeiro cenário tem-se um painel na vertical e nove painéis na horizontal e no segundo cenário tem-se um painel na vertical e sete painéis na horizontal. Assim, o comprimento e largura mínimos de teto necessários para colocação dos módulos FV é, para o primeiro cenário, 8.49 e 5.37 metros, respetivamente e para o segundo cenário, 6.60 e 4.28 metros, respetivamente.

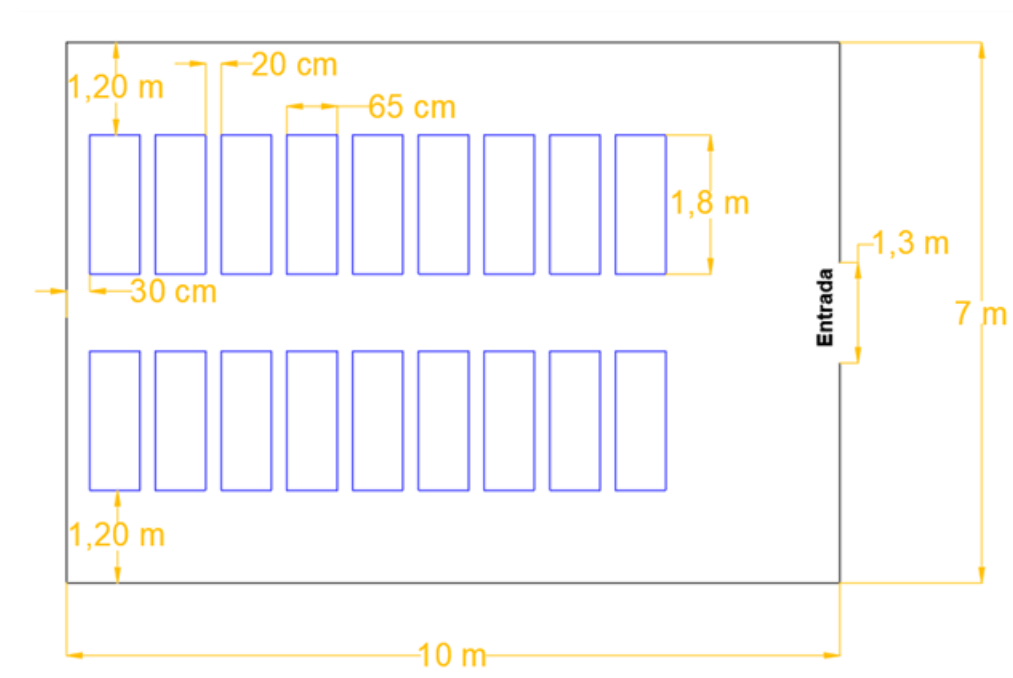
O comprimento e largura mínimos da estação solar necessários para as bicicletas mantendo a facilidade de movimentação dos utilizadores dentro da estação é 8,95 e 5,40 metros, respetivamente. Tendo em conta a área disponível (ver Secção 4.5.5. Área de ocupação da estação solar), é possível a instalação da estação solar.

## 5. Resultados e Discussão

A Figura 5.20 representa os desenhos dos projetos da estação solar autónoma e ligada à rede que foram usados para a obtenção do orçamento necessário.



(a)



(b)

Figura 5.20: Desenho CAD do interior da estação solar vista de cima com respetivas cotagens (os retângulos azuis representam os locais para o estacionamento das bicicletas): (a) Estação solar autónoma; (b) Estação solar ligada à rede.

## 5.5. Análise Energética

### 5.5.1. 1º Cenário – Sistema fotovoltaico autônomo

A Figura 5.21 mostra a evolução das perdas de irradiação direta ao longo do ano devido ao efeito do sombreamento provocado pelos obstáculos e ao modificador de ângulo de incidência (MAI).

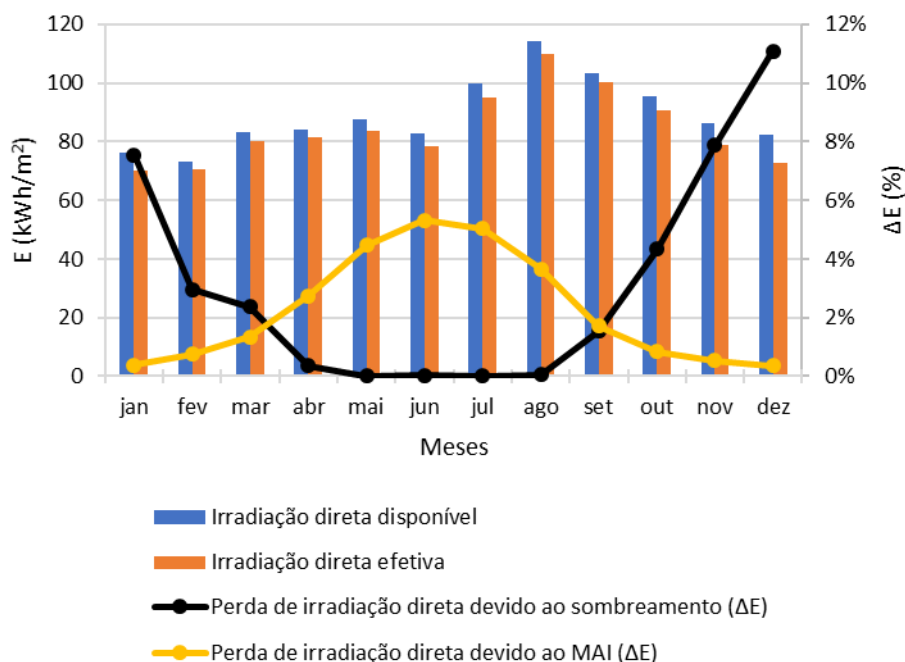


Figura 5.21: Irradiação direta disponível (sem sombreamento), irradiação direta efetiva (com sombreamento e o efeito do MAI), perda de irradiação direta ( $\Delta E$ ) devido ao sombreamento e devido ao MAI, em cada mês.

Observa-se que as perdas não são significativas (entre 0% e 12%). Analisando as perdas devido ao sombreamento (linha preta), as maiores perdas verificam-se nos meses de inverno, atingindo o máximo em dezembro, altura do ano em que o Sol se encontra mais baixo. A partir de dezembro, observa-se uma diminuição até maio (inexistência de perdas), mantendo-se até agosto. A partir deste mês, por consequência da altura solar se tornar cada vez mais baixa, as perdas começam a aumentar até dezembro.

Relativamente às perdas considerando o MAI, observa-se que o MAI tem menor importância nos meses de inverno do que nos outros meses, uma vez que os painéis foram otimizados para captar o máximo de radiação solar no inverno, captando menos no verão, como se concluiu pela análise da Figura 5.13 e da Figura 5.14.

Os gráficos da Figura 5.22 mostram os tipos de irradiação disponíveis e efetivas e as perdas de cada uma das componentes da radiação solar face à radiação global disponível em dois dias representativos de inverno e verão.

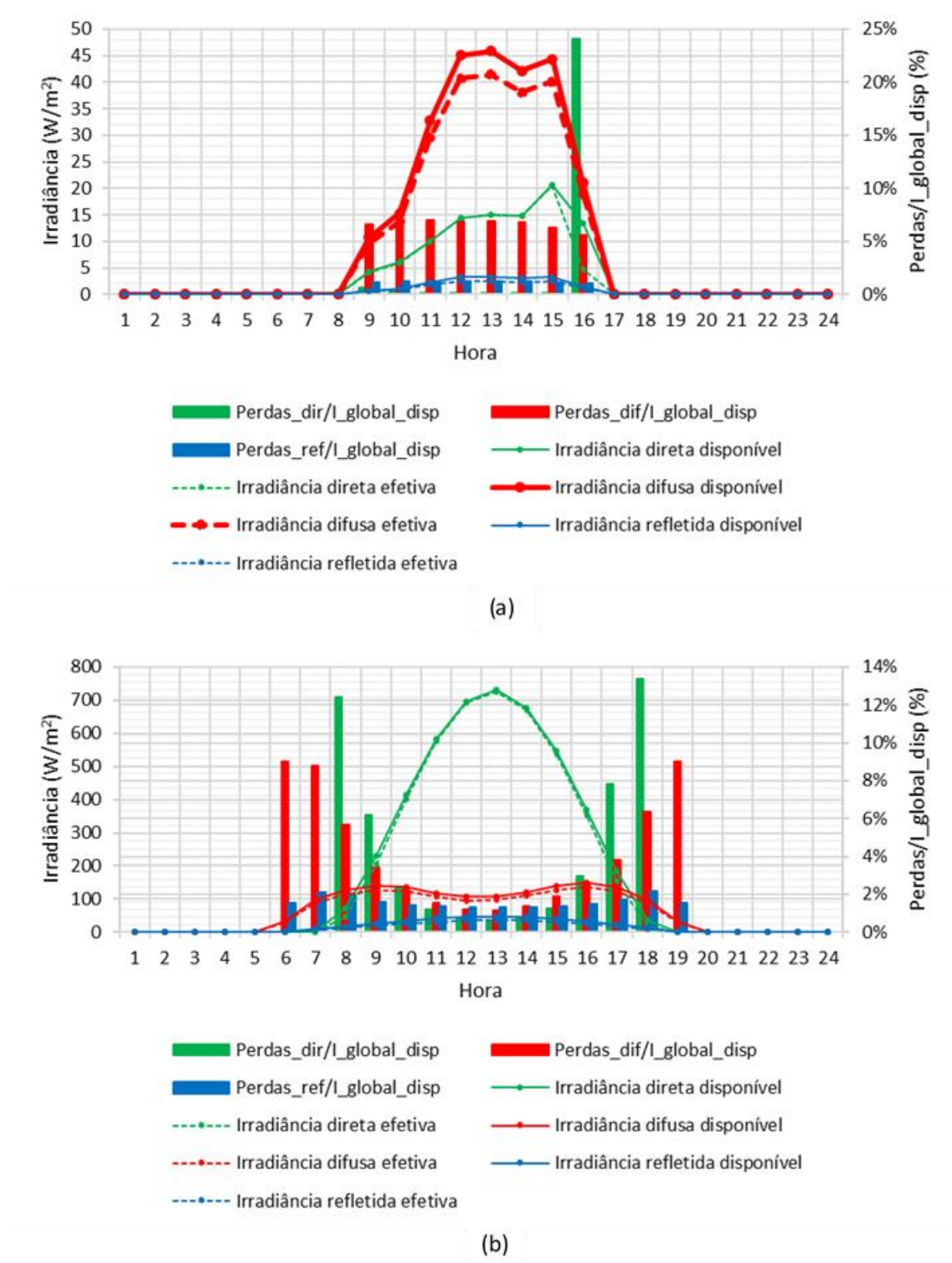


Figura 5.22: Tipos de irradiância disponíveis e efetivas e perdas de cada uma das componentes da radiação solar face à radiação global disponível (eixo vertical secundário) nos dias 24 de dezembro (a) e 13 de agosto (b).

No dia 24 de dezembro, a componente mais representativa da radiação solar é a radiação difusa. Apesar de as perdas não serem muito significativas face à irradiância global disponível (menos de 10%), a irradiância difusa apresenta perdas mais elevadas do que as irradiâncias direta e refletida. Para além disso, verifica-se que as perdas de radiação difusa no período diurno são mais significativas no dia 24 de dezembro do que no dia 13 de agosto.

Relativamente às perdas de irradiância direta, estas são quase inexistentes, sendo realçar uma perda de cerca 25% às 16:00 pois, sendo um dia de inverno, a altura solar é mais baixa, havendo sombreamento por parte do edifício C8, como se verá na análise aos tipos de perdas da radiação direta.

Contrariamente a esse dia, no dia 13 de agosto, a componente mais representativa da radiação solar é a radiação direta.

Das 6:00 às 8:00, as perdas da radiação difusa apresentam valores entre 8% e 10%, sendo as mais representativas. Das 8:00 às 10:00, a radiação direta apresenta perdas relativamente elevadas face às outras componentes.

Entre as 10:00 e as 17:00, as perdas de cada uma das componentes da radiação são reduzidas (menos de 4%). Das 17:00 às 19:00, as perdas da radiação direta passam a ser novamente as mais representativas.

Relativamente à radiação refletida nos dois dias, as perdas não são significativas (entre 1% e 2%).

Os gráficos da Figura 5.23 mostram o perfil diário da irradiância solar direta disponível e efetiva e a influência das perdas devido ao sombreamento e ao MAI na radiação global disponível em dias característicos de inverno e verão.

Analisando as perdas de irradiância direta, verifica-se que durante o dia 24 de dezembro, as perdas devido ao MAI são quase nulas, ao contrário do que se verifica no dia 13 de agosto. No início da manhã deste dia, observa-se perdas de 12.5%, que vão diminuindo até às 12:00 (menos de 1% de perdas), sendo que a partir desta hora, as perdas aumentam até às 17:00. Isto deve-se ao facto de os painéis FV terem sido otimizados para o inverno.

No que diz respeito às perdas de irradiância direta devido ao sombreamento, é de salientar a inexistência de perdas na maior parte do dia 13 de agosto, verificando-se mais perdas no dia 24 de dezembro, pelo facto de a altura solar ser mais baixa no inverno.



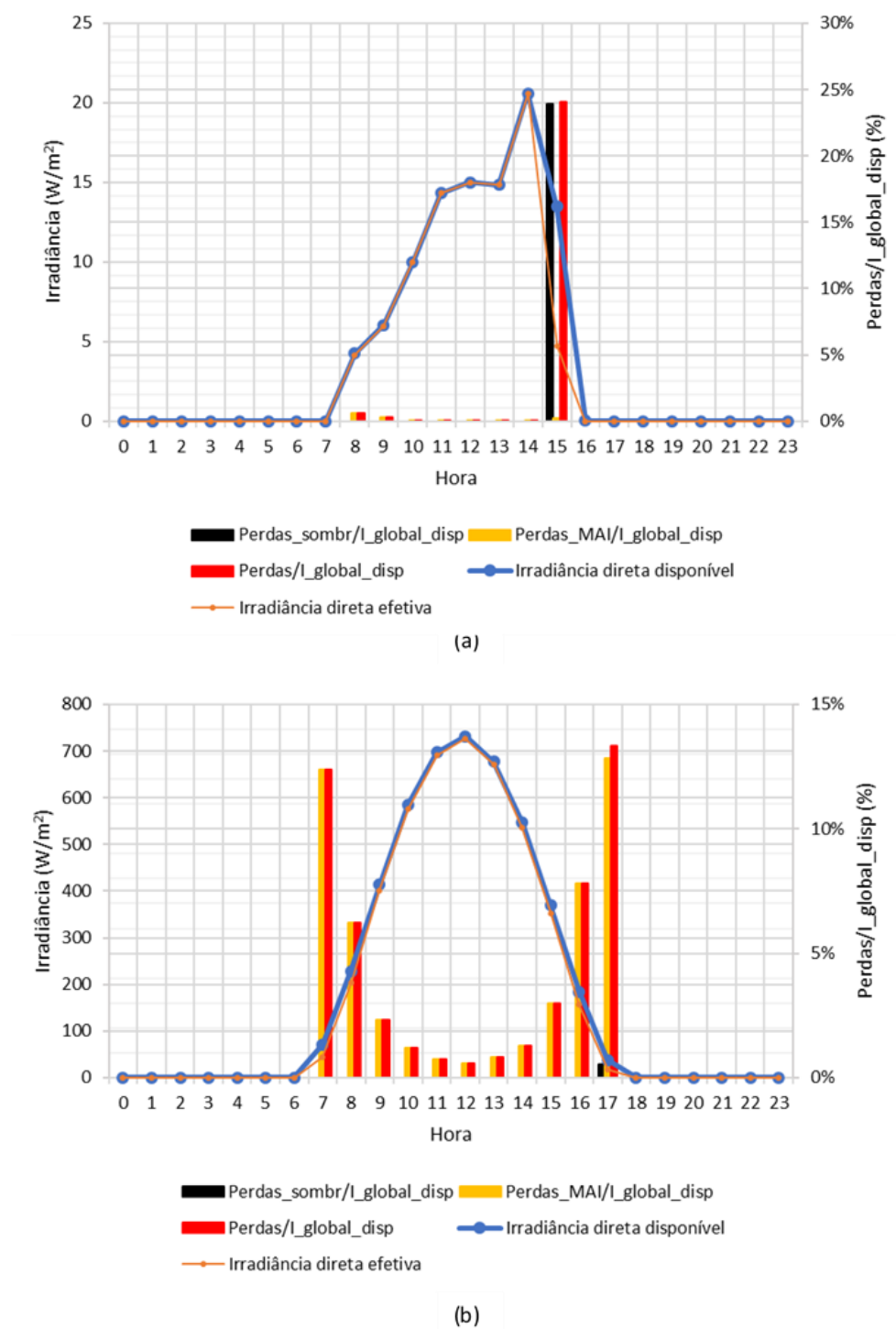


Figura 5.23: Irradiância solar direta disponível e efetiva e perdas devido ao sombreamento (Perdas\_sombr) e ao MAI (Perdas\_MAI) face à radiação global disponível (eixo vertical secundário) nos dias 24 de dezembro (a) e 13 de agosto (b).

A Figura 5.24 apresenta a evolução anual da carga elétrica, da energia fornecida a esta e da fração solar.

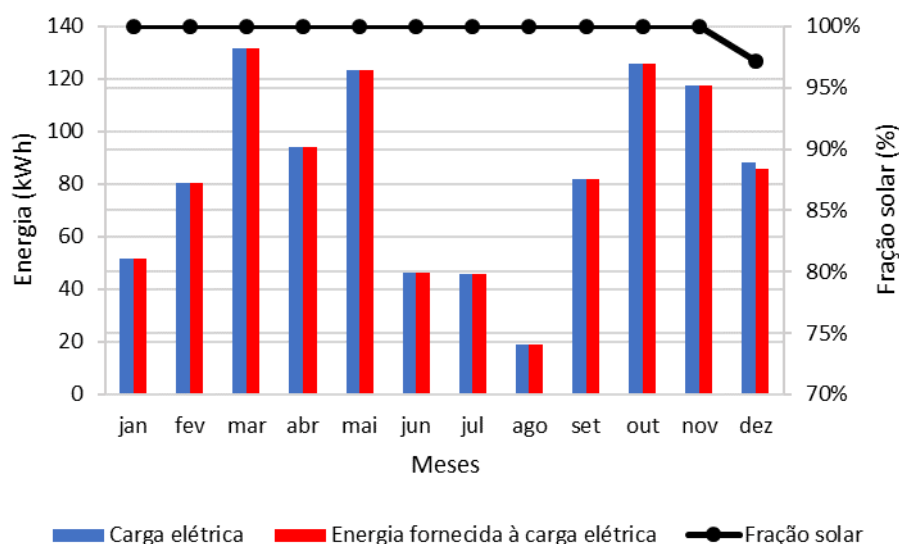


Figura 5.24: Evolução anual da carga elétrica, da energia fornecida a esta e da fração solar.

O gráfico acima mostra a alta fiabilidade do sistema autónomo, na medida em que em todos os meses (exceto dezembro) a carga é sempre satisfeita (fração solar de 100%). Mesmo considerando o mês de dezembro, a fração solar apresenta um valor de 97%.

O gráfico da Figura 5.25 representa a energia de carga e descarga do banco de baterias ao longo do ano.

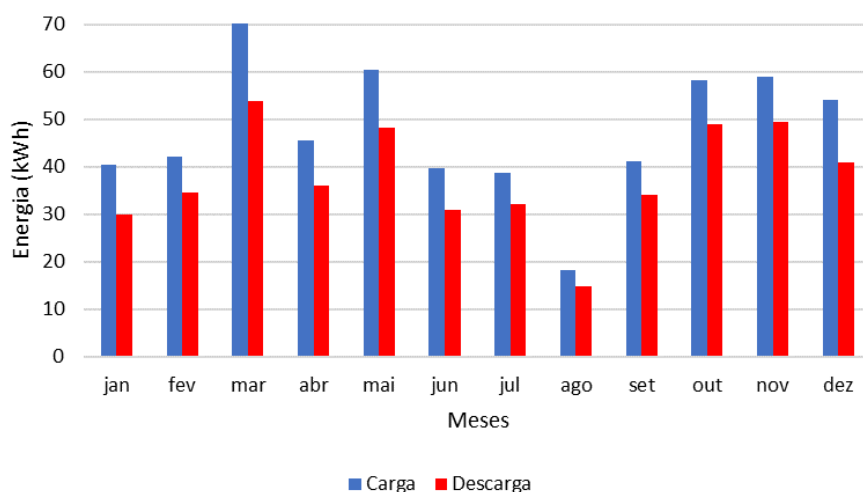


Figura 5.25: Evolução anual da energia de carga e descarga do banco de baterias.

Verifica-se que a energia de carga é sempre ligeiramente superior à energia de descarga e que nos meses de junho, julho e agosto (meses de verão), o banco de baterias abastece menos a carga elétrica, pois a irradiância é mais alta, sendo o gerador FV o responsável por esse abastecimento.

A Figura 5.26 apresenta o excesso de energia FV produzida em cada mês.

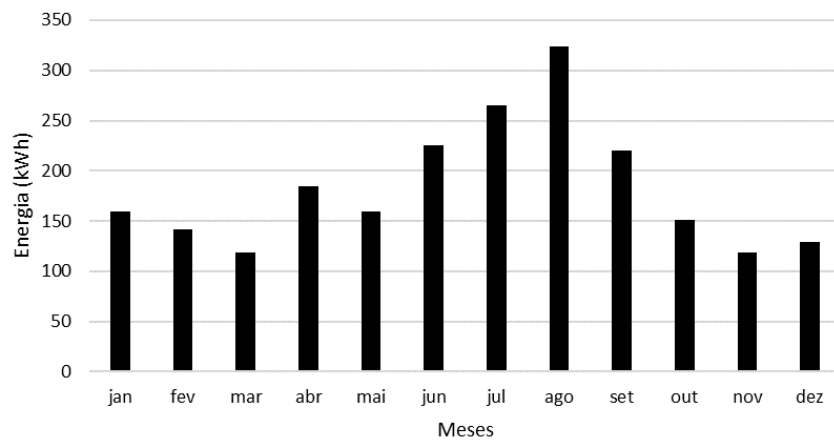


Figura 5.26: Evolução anual do excesso FV de energia produzida.

O gráfico evidencia que nos meses de verão (junho, julho, agosto e setembro) existe um maior excesso de energia FV produzida do que nos outros meses, dada a pouca afluência à faculdade, atingindo o pico em agosto com cerca de 325 kWh. Anualmente, tem-se um excesso de energia FV produzida de 2199 kWh.

A Figura 5.27 ilustra o balanço de energia do sistema FV no dia 1 de janeiro, dia com uma procura energética nula e pouco potencial de produção FV.

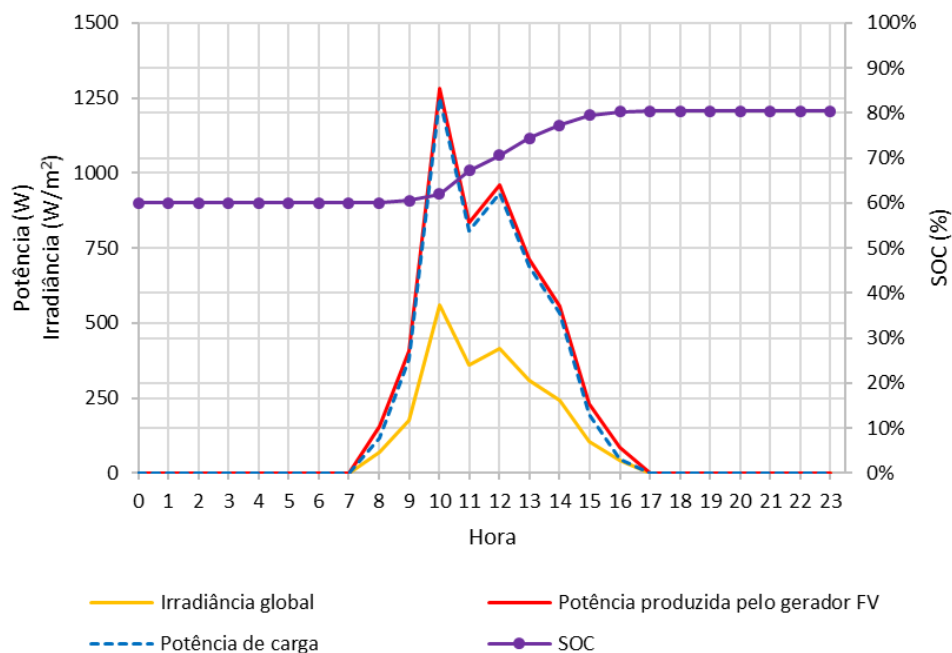


Figura 5.27: Balanço de energia do sistema FV autónomo no dia 1 de janeiro (dia com uma procura energética nula e pouco potencial de produção FV).

## 5. Resultados e Discussão

No dia 1 de janeiro verifica-se que, entre as 7:00 e as 17:00 (período diário), a potência produzida é usada para carregar o banco de baterias, levando ao aumento do seu estado de carga (SOC).

A Figura 5.28 ilustra o balanço de energia do sistema FV no dia 6 de agosto (domingo), dia com uma procura energética nula e um elevado potencial de produção FV.

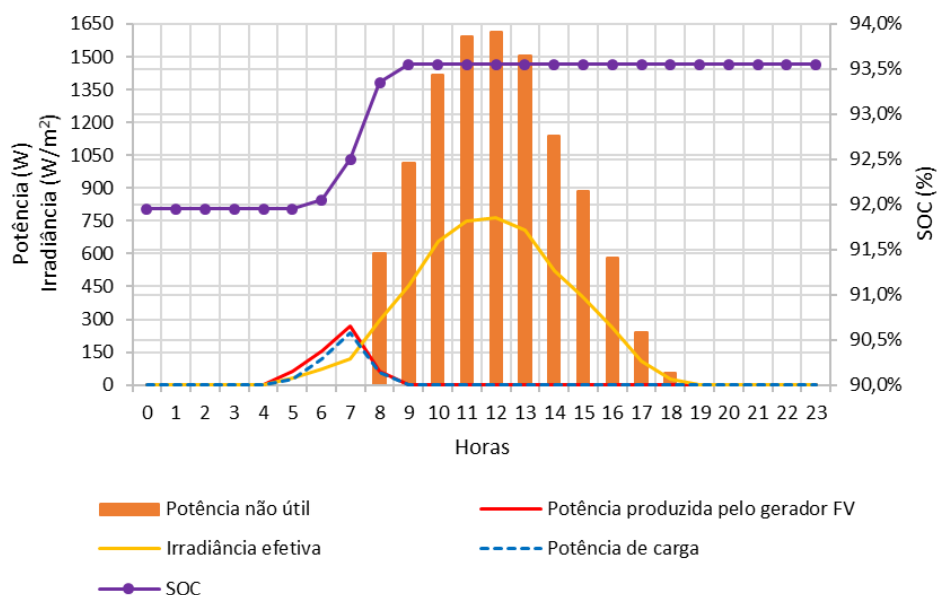


Figura 5.28: Balanço de energia do sistema FV autónomo no dia 6 de agosto (dia com uma procura energética nula e um elevado potencial de produção FV).

No início do dia 6 de agosto, uma vez que não existe carga elétrica, a potência produzida pelo gerador FV é utilizada para carregar o banco de baterias, atingindo o estado de carga máximo entre as 8:00 e as 9:00. Entre estas horas, uma vez que o banco de baterias já se encontra carregado, o regulador corta a sua ligação com o gerador para proteger as baterias, verificando-se que das 8:00 às 19:00 existe excesso de potência que não é aproveitada (potência não útil).

A Figura 5.29 ilustra o balanço de energia do sistema FV no dia 29 de agosto, dia com pouca procura energética e um elevado potencial de produção FV.

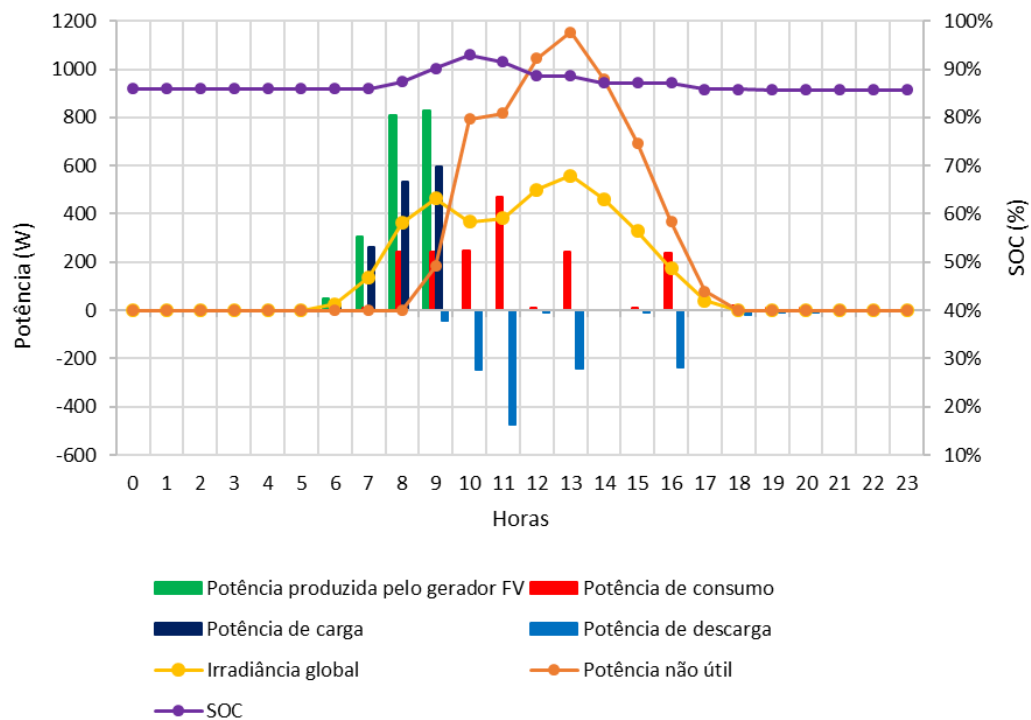


Figura 5.29: Balanço de energia do sistema FV autônomo no dia 29 de agosto (dia com pouca procura energética e um elevado potencial de produção FV).

Às 7:00, como não existe carga elétrica, a potência produzida pelo gerador FV é utilizada para carregamento do banco de baterias. A partir das 8:00 até às 10:00 verifica-se a satisfação da carga pela produção FV, sendo o excedente usado para carregar as baterias. Entre as 9:00 e 10:00, depois do carregamento, verifica-se a descarga da bateria (valores negativos, barras azuis), que vai aumentando até às 12:00, por consequência do aumento da procura energética.

No período entre as 9:00 e as 18:00 verifica-se excesso de potência que não é aproveitada (potência não útil) por ser um período em que o banco de baterias está carregado, estando a ligação entre o regulador e os painéis desligada. Até ao final do dia, o banco de baterias é o responsável pela satisfação do consumo elétrico.

A Figura 5.30 ilustra o balanço de energia do sistema FV no dia 7 de dezembro, dia com muita procura energética e pouco potencial de produção FV.

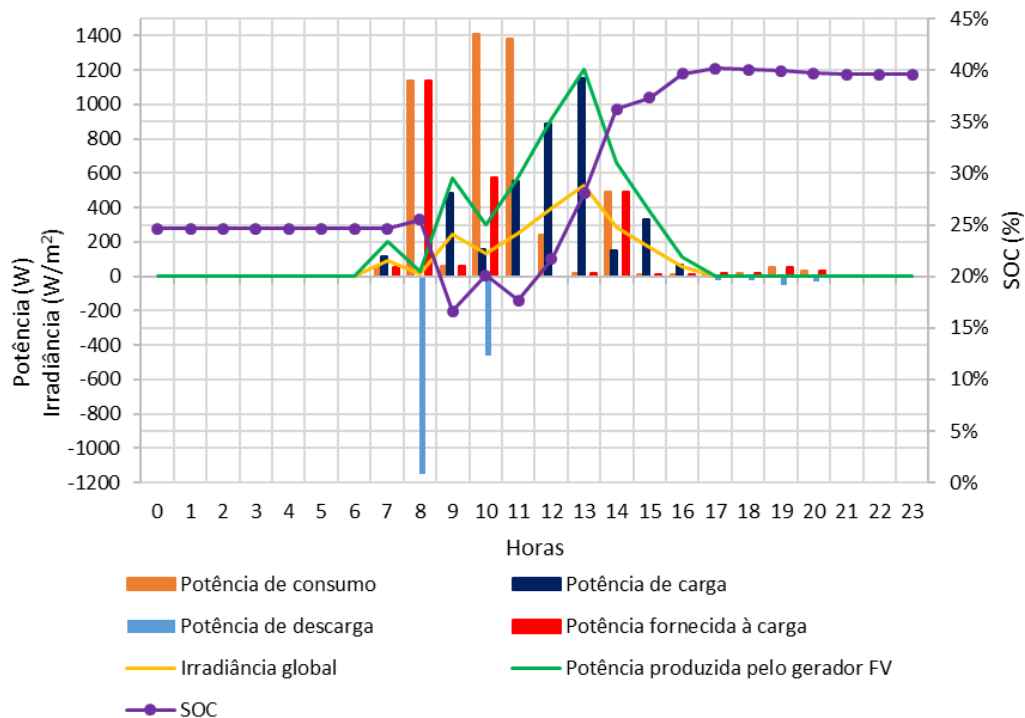


Figura 5.30: Balanço de energia do sistema FV autônomo no dia 7 de dezembro (dia com uma muita procura energética e pouco potencial de produção FV).

Neste dia é de salientar que às 8:00, uma vez que a irradiância solar é nula, a carga é satisfeita pelas baterias (valor negativo, barra azul). Às 9:00, a carga é satisfeita pela produção FV e o excedente é utilizado para carregar o banco de baterias. Às 11:00, como as baterias estão descarregadas (SOC abaixo de 20%), a carga não é satisfeita, sendo a produção FV usada para carregá-las. A partir desta hora, como a procura energética é menor que a potência produzida pelo gerador FV, verifica-se que a carga é satisfeita, sendo o excesso usado para carregamento das baterias.

### 5.5.2. 2º Cenário – Sistema fotovoltaico ligado à rede

A Figura 5.31 mostra a evolução da carga e da energia injetada na rede ao longo do ano, em que se observa um maior diferencial dos dois nos meses de junho a agosto (que abrangem o período de interrupção de aulas e férias), verificando-se o oposto nos outros meses (período de aulas).

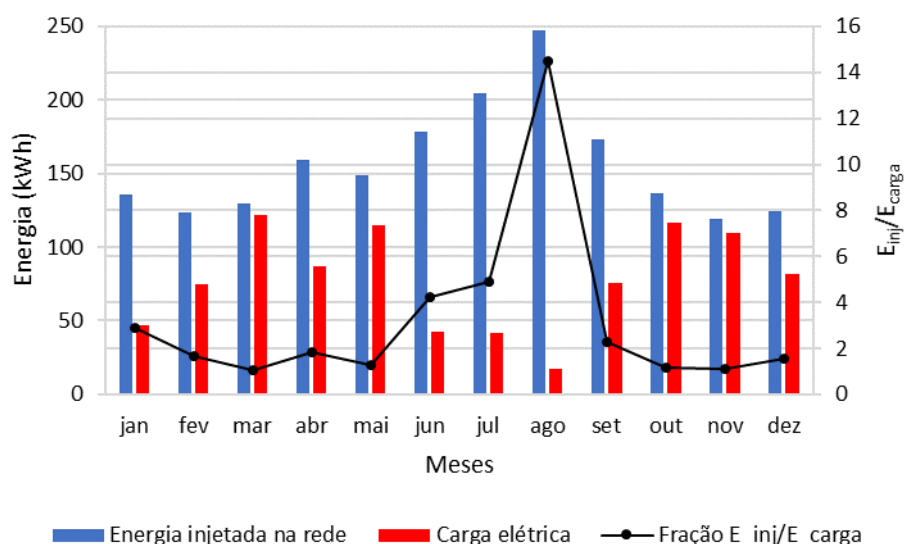


Figura 5.31: Carga elétrica, energia injetada na rede mensais (eixo vertical principal) e fração entre energia injetada na rede e a carga elétrica mensais (eixo vertical secundário).

A Figura 5.32 ilustra o balanço de energia do sistema FV no dia 2 de janeiro (período de interrupção de aulas), dia com uma procura energética intermédia e pouco potencial de produção FV.

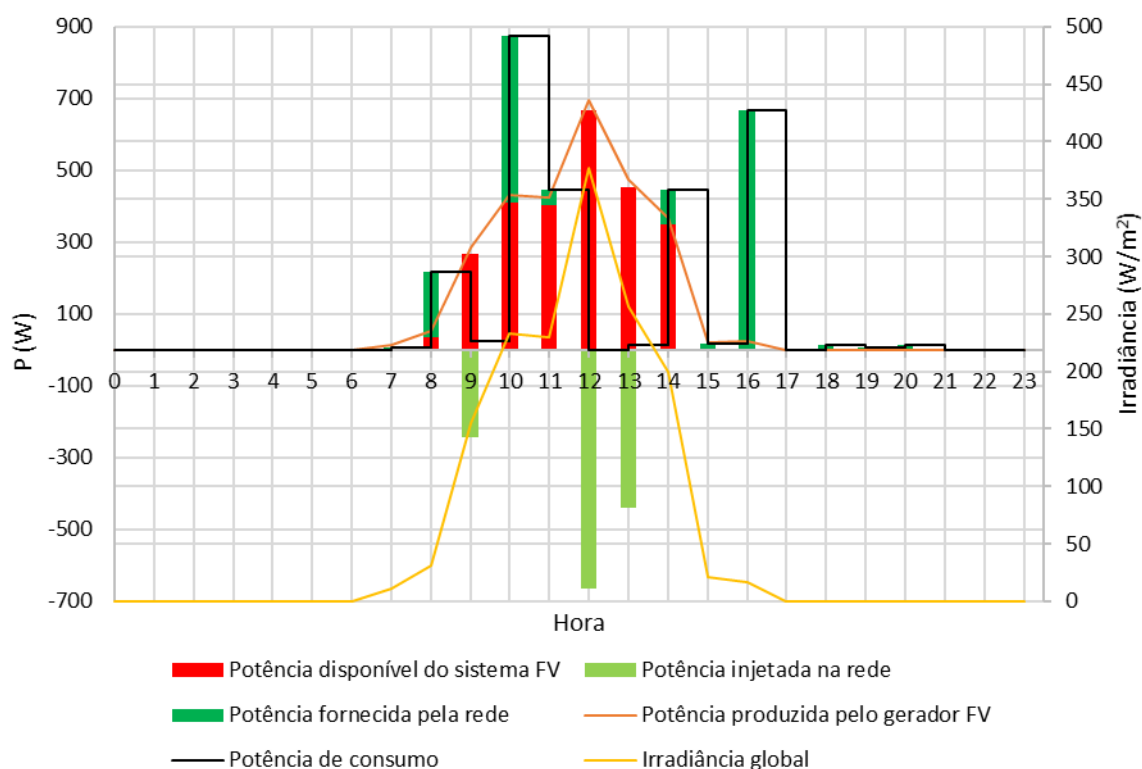


Figura 5.32: Balanço de energia do sistema FV ligado à rede no dia 2 de janeiro (dia com uma procura energética intermédia e pouco potencial de produção FV), em que os tipos de potências elétricas estão representados no eixo vertical principal e a irradiância global no eixo vertical secundário.

Entre as 7:00 e as 8:00, apesar de haver potência FV produzida não existe potência FV disponível à saída do inversor (barra vermelha), porque quando o inversor opera a carga parcial (potência baixa), a eficiência é muito baixa. Assim, a pouca procura energética (luminárias) é colmatada pelo recurso à rede.

Das 8:00 às 15:00, já existe potência FV à saída do inversor. Entre as 9:00 e as 10:00 e entre as 13:00 e as 14:00, essa potência é superior à potência de carga, pelo que a carga é satisfeita e a diferença é entregue à rede, ilustrada na figura pelos valores negativos da barra verde. Das 10:00 às 12:00, a potência do sistema é insuficiente para satisfazer a carga, pelo que é necessário o recurso à rede.

Às 12:00, sendo a carga nula, toda a energia produzida pelo sistema é injetada na rede. Às 16:00, apenas uma pequena fração da carga é satisfeita pela produção FV, sendo a restante fornecida pela rede. Das 18:00 às 21:00, como a irradiância solar é nula, a carga é unicamente satisfeita pela rede.

A Figura 5.33 ilustra o balanço de energia do sistema FV no dia 6 de agosto (domingo), dia com uma procura energética nula e um elevado potencial de produção FV.

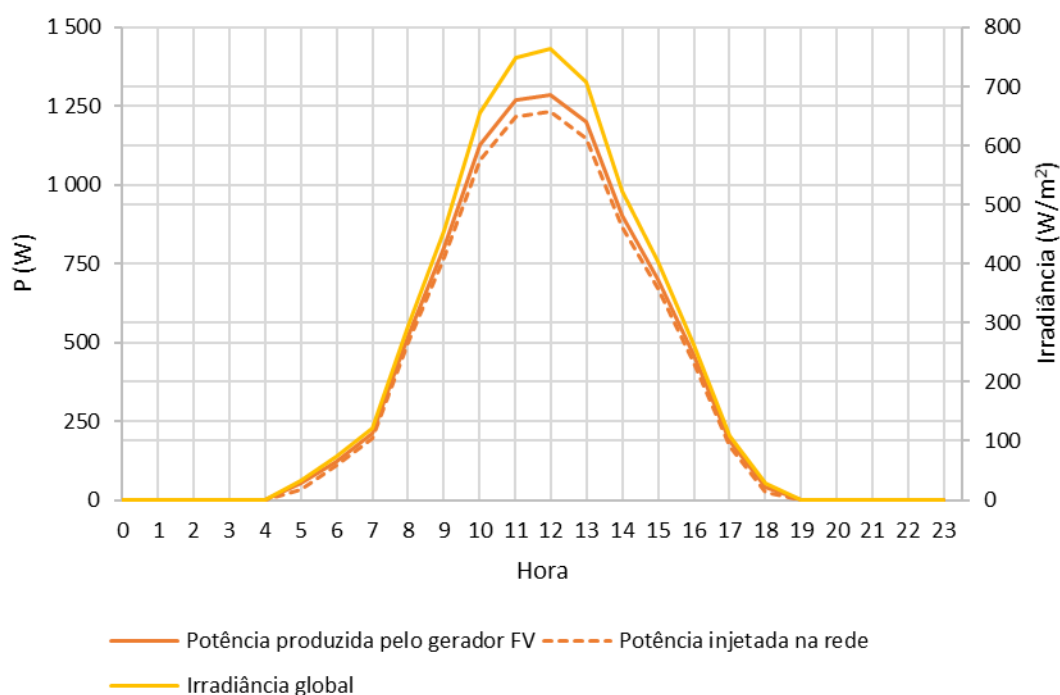


Figura 5.33: Balanço de energia do sistema FV ligado à rede no dia 6 de agosto (dia com uma procura energética nula e um elevado potencial de produção FV), em que os tipos de potências elétricas estão representados no eixo vertical principal e a irradiância solar no eixo vertical secundário.

Neste dia, como não existe procura energética, a energia produzida pelo sistema é toda injetada na rede.

Às 5:00, já existe radiação solar e os valores de intensidade desta vão aumentando até atingir o pico às 12:00, levando os painéis a produzirem cerca de 1,3 kW, cerca de 68% da potência máxima que o gerador atingiria nas condições padrão de temperatura e irradiância (1,9 kW). Até às 19:00, altura em que ocorre o ocaso do Sol, a potência injetada na rede vai progressivamente diminuindo.



## 5. Resultados e Discussão

É de salientar a diferença entre a potência produzida pelo gerador FV e a que é injetada na rede, que corresponde às perdas nos cabos c.c. de ligação entre os painéis FV e o inversor, na conversão c.c.-c.a. por parte do inversor e no cabo c.a. após o inversor. Estas apresentam valores entre 4 e 43% face à potência produzida pelo gerador FV.

A Figura 5.34 ilustra o balanço de energia do sistema FV no dia 7 de setembro, dia com uma procura energética intermédia (período de interrupção de aulas) e um elevado potencial de produção FV.

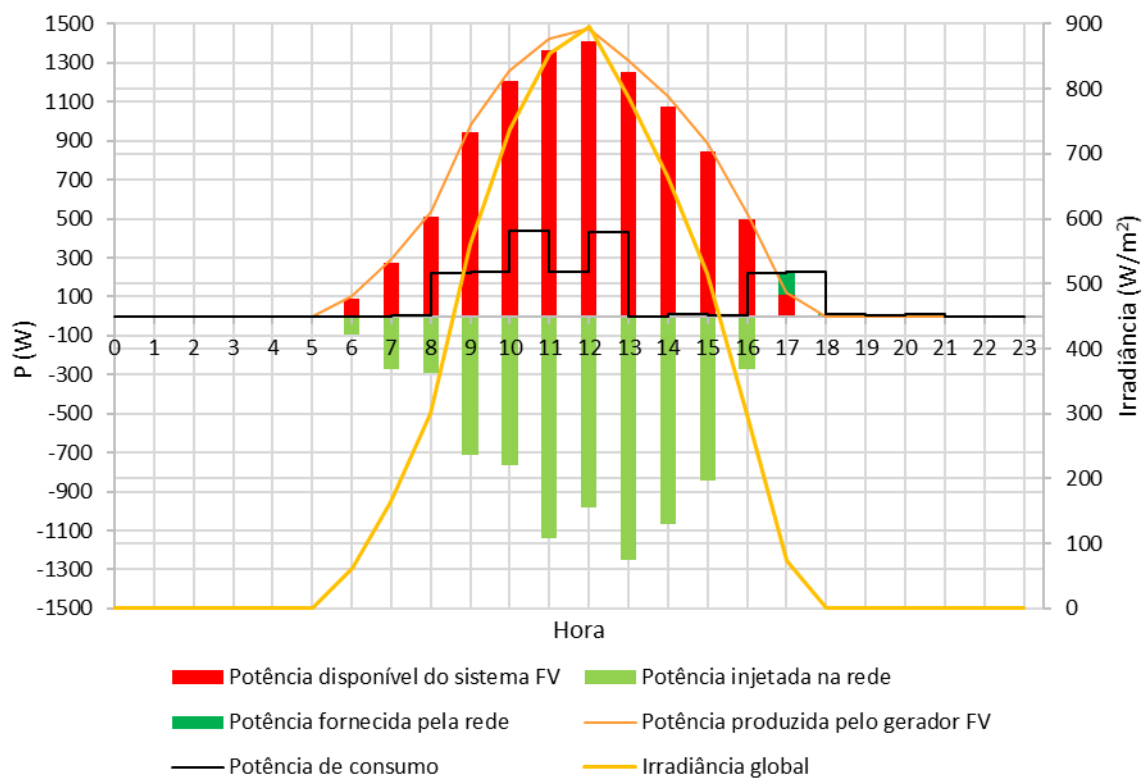


Figura 5.34: Balanço de energia do sistema FV ligado à rede no dia 7 de setembro (dia com uma procura energética intermédia e um elevado potencial de produção FV), em que os tipos de potências elétricas estão representados no eixo vertical principal e a irradiância solar no eixo vertical secundário.

Às 6:00, a energia elétrica produzida é injetada na rede, por não haver ainda carga elétrica.

Das 7:00 às 17:00, a energia elétrica produzida é suficiente para satisfazer a carga, sendo o excedente injetado na rede, ilustrado na figura pelos valores negativos da barra verde. No intervalo entre as 17:00 e as 18:00, verifica-se que a produção FV não é suficiente para abastecer a carga, recorrendo-se à rede para colmatar essa insuficiência.

No intervalo entre as 18:00 e as 21:00, como já não existe radiação solar, a pouca procura de energia (luminárias) é satisfeita pela rede elétrica.

## 5.6. Análise Financeira

### 5.6.1. 1º Cenário – Sistema fotovoltaico autónomo

A Tabela 5.3 apresenta todos os investimentos no projeto da estação solar autónoma e as Tabelas E.1 e E.2 apresentam o custo de cada uma das componentes da construção civil e outros elementos e da instalação do sistema elétrico, respetivamente. Para uma melhor análise do peso do investimento em cada componente no investimento total, mostram-se gráficos circulares com as respetivas percentagens.

Tabela 5.3: Investimentos no projeto da estação solar autónoma.

Componente		Custo (€)	Investimento por componente (€)	Empresa
<b>Equipamentos e cabos elétricos do sistema FV</b>	Painéis FV	1 529,28 €	7 076,42 €	CCBS Energia
	Inversor	2 300,00 €		Solar Impact
	Regulador de carga MPPT	519,68 €		CCBS Energia
	Baterias	2 509,20 €		CCBS Energia
	Monitor de baterias	218,26 €		CCBS Energia
	Cabos para ligação série entre painéis FV	35,46 €	471,01 €	CCBS Energia
	Cabos para ligação entre o gerador FV e o regulador de carga	100,78 €		CCBS Energia
	Cabos para ligação entre o regulador e o banco de baterias	47,98 €		CCBS Energia
	Cabos para ligação entre o banco de baterias e o inversor	226,81 €		CCBS Energia
	Cabos para ligação entre baterias	59,98 €		CCBS Energia
<b>Instalação do sistema FV</b>	Estruturas para fixação de painéis	798,33 €	1 659,33 €	Coeptum
	Mão-de-obra	861,00 €		CCBS Energia
<b>Substituição das baterias (entrega, montagem e reciclagem das antigas)</b>			307,50 €	CCBS Energia
<b>Sistema elétrico</b>			1 704,06 €	Lusafe
<b>Construção civil e outros elementos</b>			33 704,45 €	Comef Caixilharia560 Sérgio Conceição Simetria ao Cubo

O investimento inicial do projeto corresponde à soma dos investimentos de todas as componentes da Tabela 5.3, exceto a componente da substituição das baterias, resultando em 44 615,26 €.

O investimento na substituição das baterias é 11 266,80 €, sendo o investimento total no sistema FV autónomo igual a 55 882,06 €.

A Figura 5.35 representa o peso do custo de cada dispositivo no investimento total dos equipamentos do sistema FV autónomo.

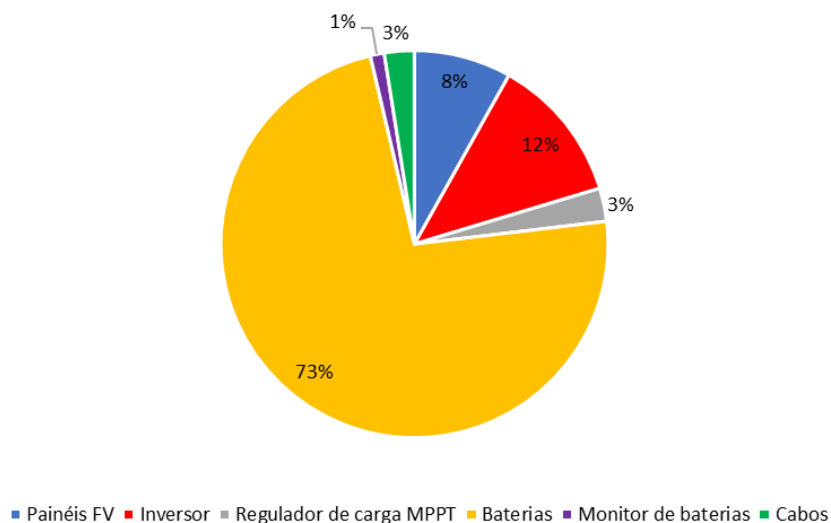


Figura 5.35: Investimentos nos equipamentos do sistema fotovoltaico autónomo.

A esmagadora maioria do investimento nos equipamentos do sistema FV autónomo é em as baterias (73% do investimento total), seguindo-se o inversor (12%) e depois os painéis FV (8%).

A Figura 5.36 apresenta o peso do investimento em cada uma das componentes do projeto da estação solar autónoma.

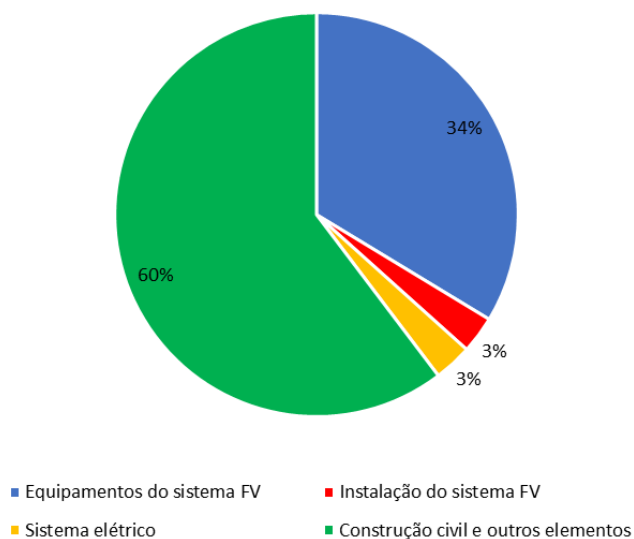


Figura 5.36: Investimentos por componente do projeto da estação solar autónoma.

## 5. Resultados e Discussão

A esmagadora maioria do investimento no projeto é em construção civil, representando 60% do investimento total, seguindo-se os equipamentos do sistema FV (34%). O sistema elétrico e a instalação do sistema FV representam o menor investimento (3%).

No que diz respeito aos modelos de negócio estudados, tendo em conta que a procura energética anual é 930 kWh, para o projeto ser viável através do primeiro modelo, o custo unitário de venda da eletricidade teria de ser 2,4 €/kWh, valor bastante elevado.

Para o projeto ser viável considerando o segundo modelo de negócio, cada utilizador teria que pagar anualmente um montante de 125 €, um valor elevado por comparação com o de 70 €/ano para estacionar o carro no parque de estacionamento da faculdade.

### 5.6.2. 2º Cenário – Sistema fotovoltaico ligado à rede

A Tabela 5.4 apresenta todos os investimentos no projeto da estação solar ligada à rede. Para uma melhor análise do peso do investimento em cada componente no investimento total, mostram-se gráficos circulares com as respetivas percentagens.

Tabela 5.4: Investimentos no projeto da estação solar ligada à rede.

Componente		Custo (€)	Investimento por componente (€)	Empresa/Fonte
Equipamentos e cabos elétricos do sistema FV	Painéis FV	1 189,44 €	2 041,15 €	CCBS Energia
	Inversor de rede	790,00 €		CCBS Energia
	Cabos para ligação série entre painéis FV	35,46 €		CCBS Energia
	Cabos para ligação entre gerador FV e o inversor	26,25 €		CCBS Energia
Instalação do sistema FV	Estruturas para fixação de painéis	798,33 €	1 659,33 €	Coeptum
	Mão-de-obra	861,00 €		CCBS Energia
Sistema elétrico		2 679,45 €		Lusafe
Taxa de registo para ligação à rede elétrica pública		30 €		Artigo 19.º, 1a),i), Portaria nº14/2015 de 23 de janeiro
Construção civil e outros elementos		25 549,23 €		Comef Caixilharia560 Sérgio Conceição Simetria ao Cubo
Investimento total		31 959,15 €		

A Figura 5.37 representa o peso do custo de cada dispositivo no investimento total dos equipamentos do sistema FV ligado à rede.

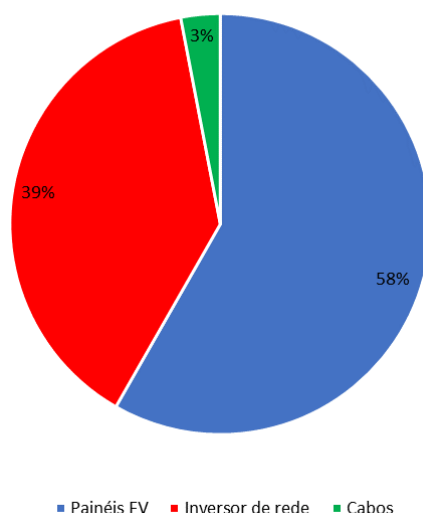


Figura 5.37: Investimentos nos equipamentos do sistema fotovoltaico ligado à rede.

Relativamente aos equipamentos do sistema FV, o maior investimento encontra-se nos painéis FV (58% do investimento total), seguindo-se o inversor de rede (39%).

A Figura 5.38 apresenta o peso do investimento em cada uma das componentes do projeto da estação solar ligada à rede.

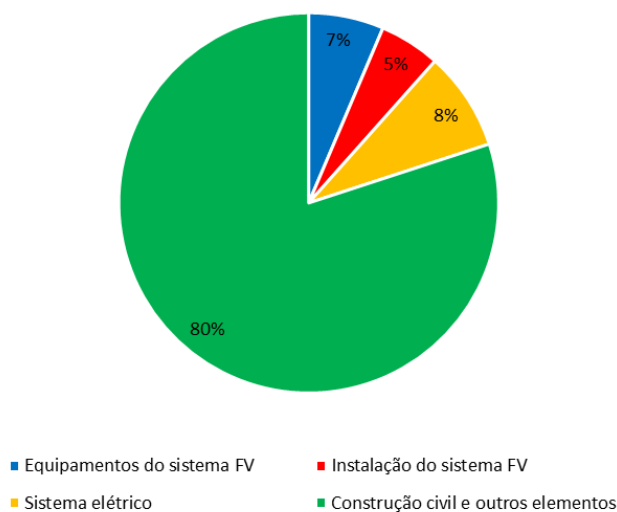


Figura 5.38: Investimentos por componente do projeto da estação solar ligada à rede.

A componente mais cara do projeto é a construção civil (80% do investimento total), à semelhança do sistema FV autónomo. A segunda componente mais cara é o sistema elétrico (8%), seguindo-se os equipamentos do sistema FV (7%).

A Figura 5.39 apresenta a evolução dos preços médios diários de fecho do OMIE (Operador do Mercado Ibérico de Energia) para Portugal em 2017.

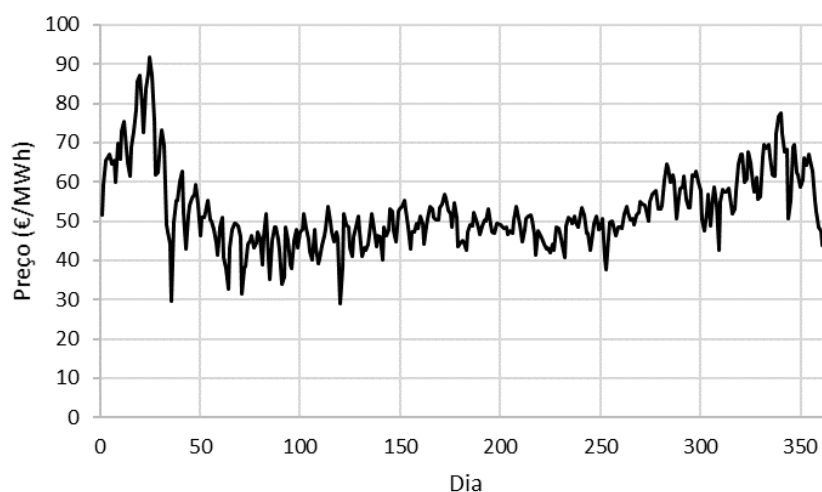


Figura 5.39: Preços médios diários de fecho do Operador do Mercado Ibérico de Energia (OMIE) para Portugal em 2017.

A Figura 5.40 mostra a evolução do preço médio mensal (OMIE) em 2017, da remuneração mensal da venda de energia à rede (90% do OMIE, Equação (4.39)) e da energia mensal injetada na rede que é remunerada (equivalente ao consumo mensal).

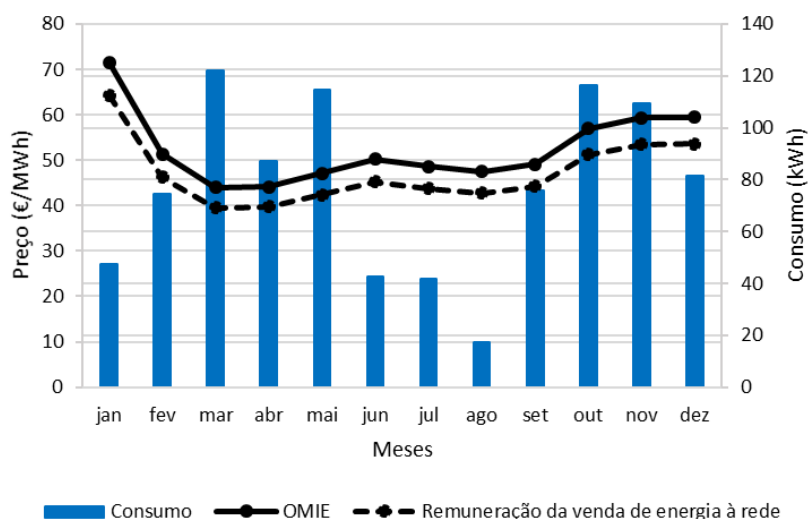


Figura 5.40: Evolução do preço médio mensal de fecho do Operador do Mercado Ibérico de Energia (OMIE) para Portugal em 2017 e da remuneração mensal da venda de energia à rede (eixo vertical principal) e energia mensal injetada na rede que é remunerada (eixo vertical secundário).

Os resultados da aplicação da Equação (4.39) para cada mês encontram-se representados na seguinte figura.

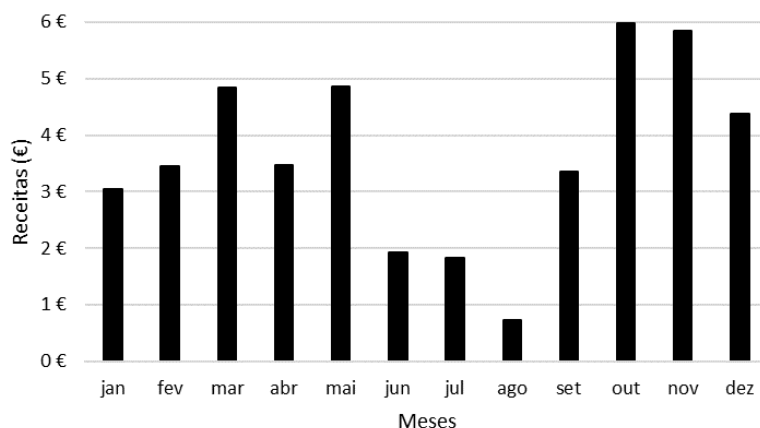


Figura 5.41: Evolução das receitas mensais com a venda do excesso de produção FV à rede.

Conclui-se que nos meses de outubro e novembro existe maior remuneração do excedente da produção FV, pois nestes verificam-se maiores consumos mensais. Pelo contrário, nos meses de verão (junho, julho e agosto) existe uma menor remuneração do excedente da produção FV, pois é o período do ano com menor procura energética. A remuneração anual da venda do excedente à rede é 44 €.

Os resultados da aplicação da Equação (4.40) à Equação (4.43) encontram-se resumidos na Tabela 5.5.

Tabela 5.5: Resultados da aplicação das Equações (4.40) à (4.43).

Variável	Equação / Figura	Valor
$f_{amortizada}$	Figura 5.42	0,35%
$Receitas_{utiliz}$	Equação (4.40)	1,37 €/kWh
$Proveitos_{anuais}$	Equação (4.41)	1322 €/ano
$Receitas_{rede}$	-	44 €/ano
$E_{cons,PV}$	Figura 5.19	659 kWh/ano
$Poupança_{autoconsumo}$	Equação (4.42)	103 €/ano
$E_{compra_{rede}}$	Figura 5.19	271 kWh/ano
$Despesas_{anuais}$	Equação (4.43)	39 €/ano

Pelos resultados da tabela acima, o preço de venda de energia a cada utilizador obtido foi 1,37 €/kWh, um valor bastante elevado e, portanto, impraticável.

Através da cobrança anual de um montante a cada utilizador, cada um deverá dispendir anualmente um montante de 71 € (ou 5,92 €/mês) para estacionar e carregar a sua bicicleta, um valor razoável comparativamente ao montante de 70 €/ano para estacionar o carro no parque de estacionamento da faculdade.

Os resultados da avaliação económica do projeto para o segundo modelo de negócio encontram-se representados no gráfico da Figura 5.42.

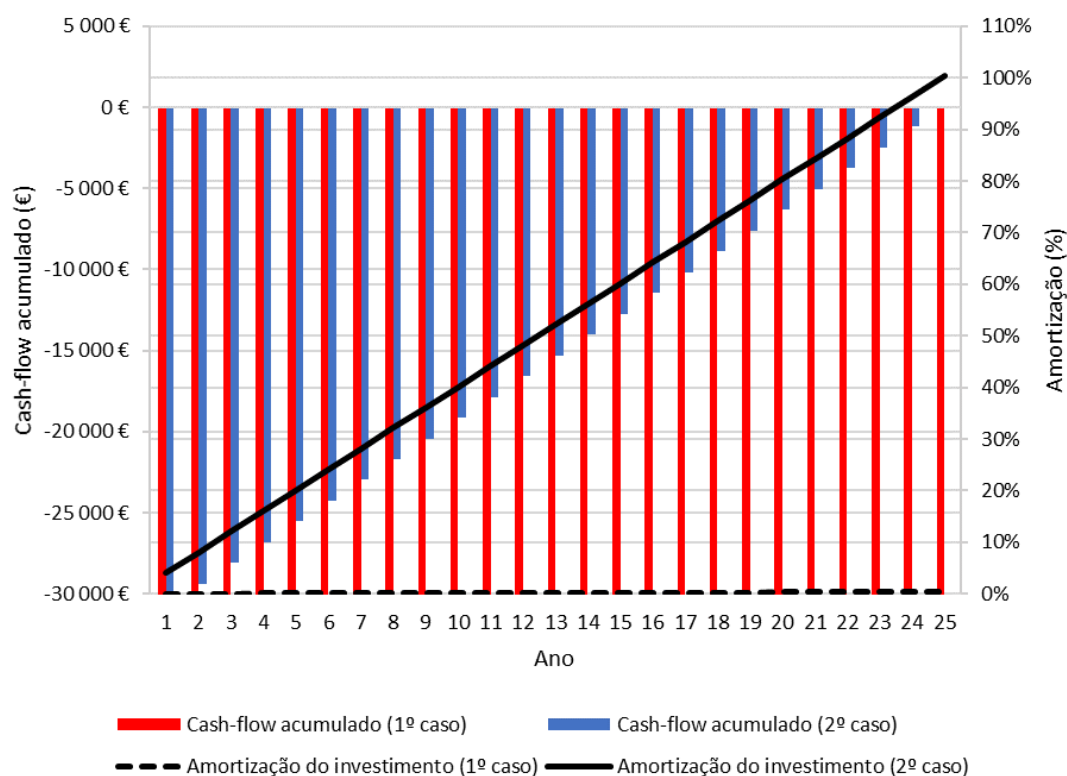


Figura 5.42: Evolução do cash-flow acumulado até ao final de cada ano (eixo vertical principal) e da amortização do investimento (eixo vertical secundário) ao longo do tempo de vida do projeto para os casos sem cobrança (1º caso) e com cobrança (2º caso) de um montante monetário a cada utilizador.

Analisando o gráfico verifica-se que se não houver uma contribuição dos utilizadores por usufruírem da estação solar, a venda do excesso de energia à rede é responsável apenas pela amortização de 0,35% do investimento total do projeto.

Havendo uma contribuição anual de 71 € por parte de cada um dos 18 utilizadores (ou 5,92 €/mês), o período de retorno do investimento é de 25 anos. Ressalva-se que esta tarifa poderá ser inferior se se considerar que a faculdade subsidia o projeto, uma vez que constitui uma forma da sua promoção. Desta forma, a sua atratividade aumentaria, tornando-o eventualmente competitivo com as bicicletas partilhadas da cidade de Lisboa, dependentes de subsídio camarário. O custo de utilização destas bicicletas para o utilizador é de 25 €/ano, advogando-se que a faculdade poderia cobrir o diferencial.

É de salientar que nesta análise não foram considerados os encargos do processo de ligação à rede. Contudo, como se obteve ainda um lucro de 103 € ao fim dos 25 anos, esses encargos serão amortizados.



## 6. Conclusão

O dimensionamento da estação para carregamento solar de bicicletas a instalar no campus da Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa (FCUL) foi constituído por diversas etapas, nomeadamente a obtenção do perfil de carga elétrica ao longo do dia e do ano (através da monitorização do estacionamento de bicicletas no campus), a análise de sombreamento e a otimização da incidência solar nos painéis fotovoltaicos. Concluiu-se que o melhor local para instalar a estação é o Campus Solar da FCUL e que os painéis fotovoltaicos devem estar orientados a sul com uma inclinação de 60°. Testaram-se dois modelos de estação: autónoma e ligada à rede.

De acordo com o perfil de carga elétrica obtido, os dados meteorológicos de Lisboa e os modelos do painel e regulador de carga escolhidos, a estação solar autónoma deverá apresentar três *strings* de três painéis fotovoltaicos, perfazendo uma potência instalada de 2,5 kWp. No que diz respeito ao banco de baterias com uma tensão de 48 V, tendo em conta o modelo de bateria escolhido, deverá ser constituído por oito baterias, arranjadas em duas *strings*, perfazendo uma capacidade total de 314 Ah.

Relativamente à estação solar ligada à rede, o projeto aponta para uma fração solar de 71%, para uma potência de injeção de 1,5 kW e para um gerador FV composto por uma *string* de sete módulos, ou seja, uma potência instalada de 1,9 kWp.

O investimento total no sistema autónomo representa mais 75% do que o investimento no sistema ligado à rede. Para além disso, nenhum dos modelos de negócio estudados é praticável, tendo em consideração os preços da eletricidade da companhia ao consumidor e do estacionamento do carro no parque da faculdade.

No sistema ligado à rede, as receitas provenientes da venda de eletricidade à rede apenas amortizam 0,35% do investimento do projeto no seu tempo de vida útil. Dos modelos de negócio estudados, a cobrança anual de um montante de 71 € (ou 5,92 €/mês) aos utilizadores para usufruírem da estação solar representou a melhor solução, obtendo-se um período de retorno do investimento de 25 anos. Desta forma, este sistema com este modelo de negócio é economicamente mais viável do que o sistema autónomo, podendo considerar-se neutral do ponto de vista do promotor. Ressalva-se ainda que, apesar de se ter feito a análise económica para se ter um período de retorno do investimento dentro do tempo de vida útil do projeto, a tarifa anual aplicada a cada utilizador poderá ser inferior a 71 € se se considerar que a faculdade subsidia o projeto, uma vez que constitui uma forma da sua promoção. Desta forma, a sua atratividade aumentaria, tornando-o eventualmente competitivo com as bicicletas partilhadas da cidade de Lisboa, com subsídio camarário.

Em suma, esta tese mostra as principais etapas do estudo técnico e financeiro de uma estação de carregamento solar para bicicletas elétricas. A sua principal limitação deriva de uma monitorização limitada no tempo do estacionamento de bicicletas no campus universitário. Uma monitorização mais alargada no tempo, idealmente abrangendo o período de um ano completo resultaria em perfis e resultados mais precisos, mostrando melhor as variações sazonais.

Como desenvolvimentos futuros, seria interessante estudar um sistema de refrigeração para os equipamentos informáticos da faculdade durante o verão alimentado pelo excesso de produção fotovoltaica da estação neste período.



## Anexo A. Características técnicas de equipamentos

Tabela A.1: Características técnicas do painel FV *Luxor EcoLine P60/275 Wp* [69].

Dados elétricos nas condições padrão		
Potência nominal [Wp]	$P_{mpp}$	275 (+/- 3%)
Corrente nominal [A]	$I_{mpp}$	8,77
Tensão nominal [V]	$V_{mpp}$	31,42
Corrente de curto-circuito [A]	$I_{sc}$	9,27
Tensão de circuito aberto [V]	$V_{oc}$	38,58
Eficiência	$\eta$	16,94%
Dados elétricos nas condições NOCT		
Potência nominal [Wp]	$P_{mpp}$	204,12
Corrente nominal [A]	$I_{mpp}$	7,02
Tensão nominal [V]	$V_{mpp}$	29,08
Corrente de curto-circuito [A]	$I_{sc}$	7,41
Tensão de circuito aberto [V]	$V_{oc}$	35,71
Temperatura de funcionamento nominal da célula [°C]	NOCT	45 (+/- 2)
Outras especificações		
Coeficiente de temperatura de tensão [%/°C]	$\beta$	- 0,30
Coeficiente de temperatura de corrente [%/°C]	$\alpha$	0,05
Coeficiente de temperatura de potência [%/°C]	$\gamma$	- 0,41
Taxa de degradação anual da potência [%/ano]	$\Delta P_{anual}$	- 0,50
Dimensões do módulo (L×W×H)		164 cm × 99,2 cm × 3,5 cm
Massa [kg]		19
Número de células		60
Tecnologia		Silício policristalino

Tabela A.2: Características técnicas do inversor autónomo *SMA Sunny Island 3.0M* [70].

Tensão nominal de rede c.a.	230 V
Frequência nominal	50 Hz
Potência nominal	2300 W
Tensão c.c. da bateria	48 V
Eficiência máxima	95,3%

Tabela A.3: Características técnicas do regulador de carga *Victron Energy SmartSolar MPPT 150/45* [71].

Tensão nominal do sistema [V]	12/24/36/48
Corrente de carga nominal [A]	45
Corrente de curto-circuito máxima FV [A]	50
Tensão MPP mínima [V]	53
Tensão MPP máxima [V]	145
Tensão de circuito aberto máxima FV [V]	150
Potência nominal FV [W]	650 (12 V) 1300 (24 V) 1950 (36 V) 2600 (48 V)
Autoconsumo [mA]	20
Eficiência de conversão máxima	98%
Massa [kg]	3

Tabela A.4: Características técnicas da bateria *NBA 4 TG 12 NH* [72].

Tensão nominal [V]	12
Capacidade C20 [Ah]	157
Capacidade C5 [Ah]	118
Capacidade C2 [Ah]	92
Número de ciclos	1200
Corrente inicial [A]	20
Corrente final [A]	5
Dimensões da bateria (L×W×H) [mm]	345 × 170 × 285
Tecnologia	Ácido-chumbo aberta com placas tubulares positivas
Massa [kg]	37

Tabela A.5: Características técnicas dos inversores de rede estudados [73][74][75].

Especificações		Modelo do inversor		
		<i>Kostal Piko MP Plus 1.5-1</i>	<i>Fronius Galvo 1.5</i>	<i>SMA Sunny Boy 1.5</i>
Lado da entrada (c.c.)	Potência FV máxima	2,3 kWp	3,0 kWp	1,6 kWp
	Potência nominal c.c.	1,54 kW	-	-
	Tensão nominal de entrada ( $U_{DC,r}$ )	350 V	260 V	360 V
	Intervalo de tensão de entrada ( $U_{DCmin} - U_{DCmax}$ )	75 V - 450 V	120 V - 420 V	50 V - 600 V
	Intervalo de tensão de funcionamento MPP ( $U_{MPPworkmin} - U_{MPPworkmax}$ )	75 V - 360 V	120 V - 335 V	160 V - 500 V
	Corrente máxima de entrada ( $I_{DCmax}$ )	13 A	13,3 A	10 A
	Corrente máxima de curto-circuito FV ( $I_{SC_{PV}}$ )	17 A	20 A	18 A
Lado da saída (c.a.)	Frequência nominal ( $f_r$ )	50 Hz		
	Potência nominal ( $P_{AC,r}$ )	1500 W		
	Tensão nominal de rede	230 V		

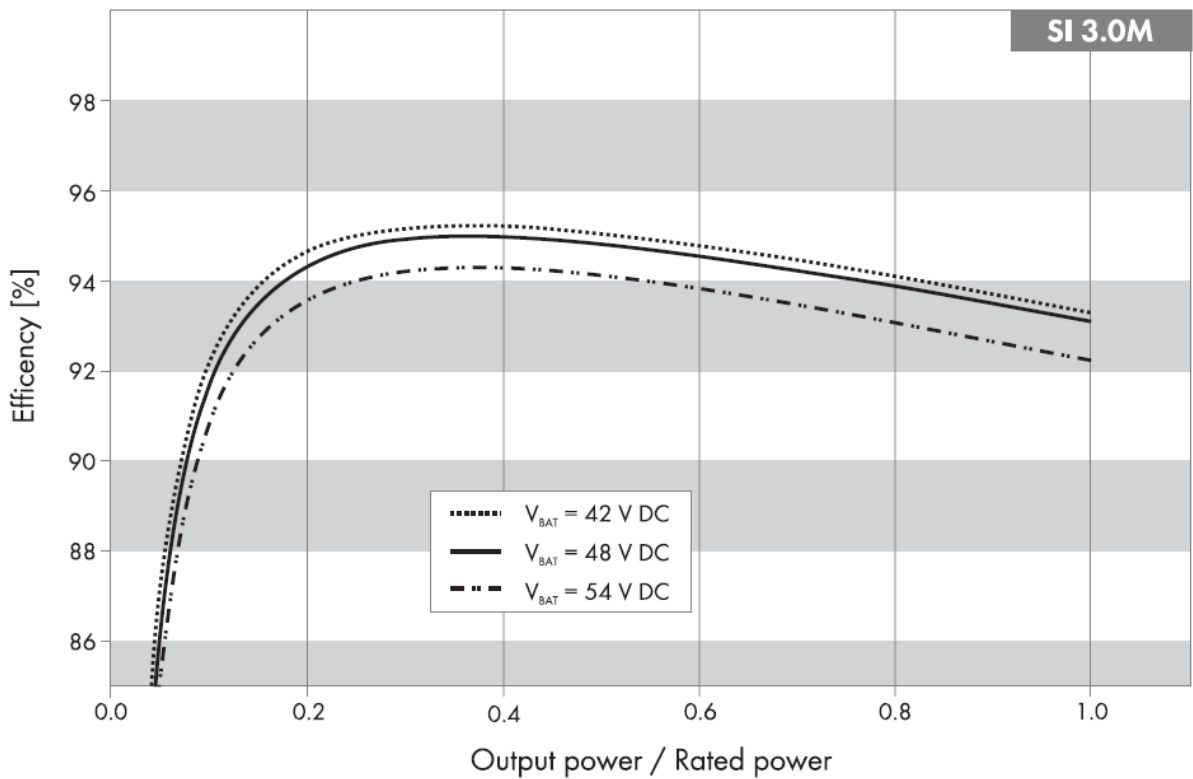


Figura A.1: Curva de eficiência do inversor SMA Sunny Island 3.0M [70].

## Anexo B. Dedução matemática das expressões (4.29) e (4.30)

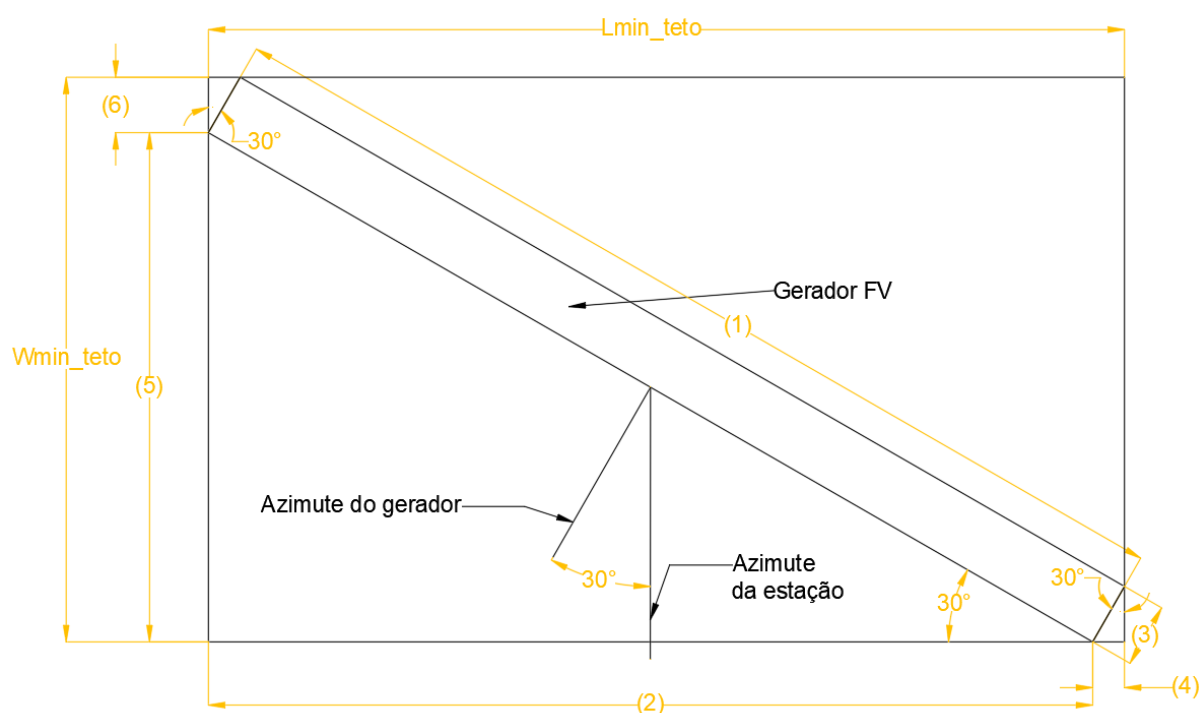


Figura B.1: Vista em planta da estação solar com a marcação das medidas mínimas (Lmin\_teto e Wmin\_teto) necessárias para a colocação do gerador fotovoltaico.

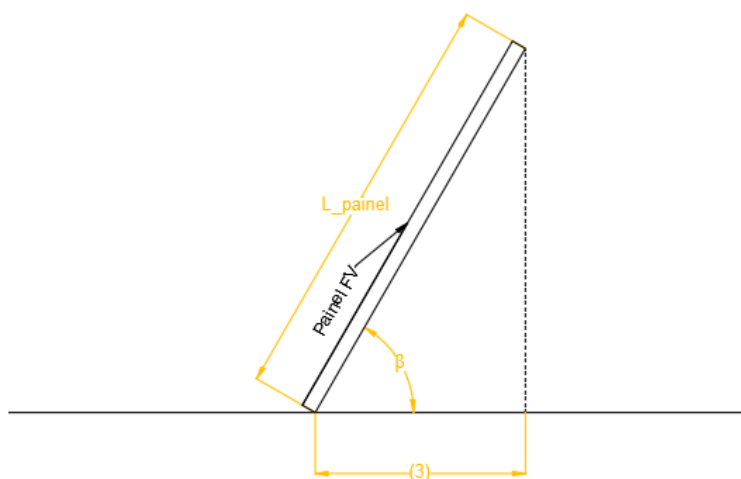


Figura B.2: Vista lateral da fila de painéis.

As expressões que permitem calcular as medidas dos números de (1) a (6) são, respetivamente:

$$E1 = W N_{mod,horiz} + (N_{strings} - 1) E_{min,strings}$$

$$E2 = E1 \cos(|\Psi_{estação} - \Psi_m|) = \\ = [WN_{mod,horiz} + (N_{strings} - 1)E_{min,strings}] \cos(|\Psi_{estação} - \Psi_m|)$$

$$E3 = LN_{mod,vert} \cos(\beta_m)$$

$$E4 = E3 \sin(|\Psi_{estação} - \Psi_m|) = LN_{mod,vert} \cos(\beta_m) \sin(|\Psi_{estação} - \Psi_m|)$$

$$E5 = E1 \sin(|\Psi_{estação} - \Psi_m|) = [WN_{mod,horiz} + (N_{strings} - 1)E_{min,strings}] \sin(|\Psi_{estação} - \Psi_m|)$$

$$E6 = E3 \cos(|\Psi_{estação} - \Psi_m|) = LN_{mod,vert} \cos(\beta_m) \cos(|\Psi_{estação} - \Psi_m|)$$

Onde:

W – Largura do painel

L – Comprimento do painel

$N_{mod,horiz}$  – Número de painéis na horizontal

$N_{strings}$  – Número de *strings* de painéis FV

$E_{min}$  – Espaçamento mínimo entre as *strings* de painéis (20 cm)

$\Psi_{estação}$  – Azimute da estação ( $-30^\circ$ )

$\Psi_m$  – Azimute do painel (Sul:  $0^\circ$ )

$N_{mod,vert}$  – Número de painéis na vertical

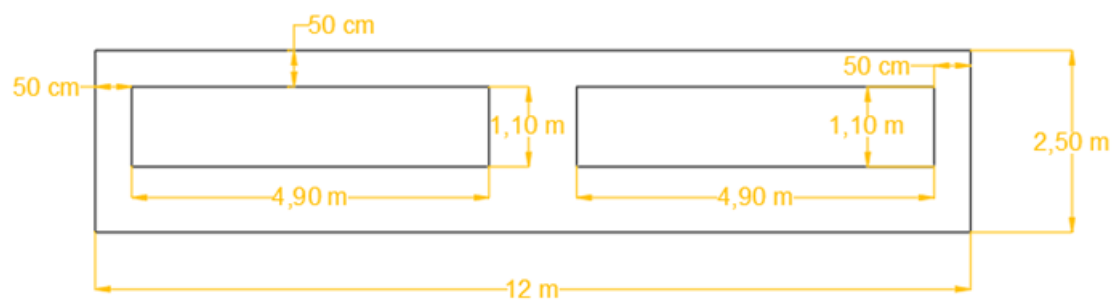
$\beta_m$  – Inclinação do painel

Logo, o comprimento e largura mínimos da estação solar são dados, respetivamente, por:

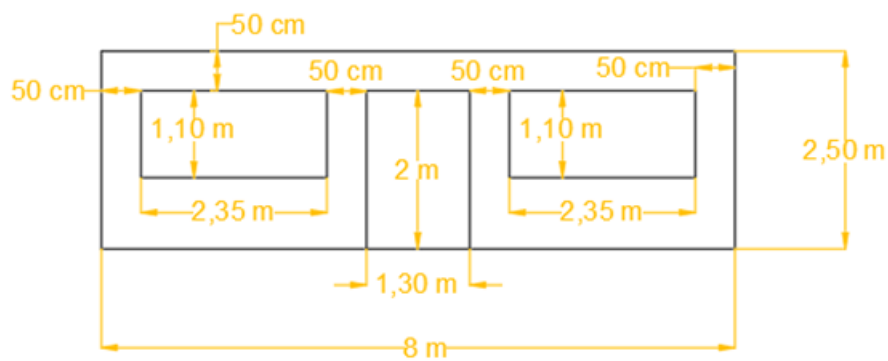
$$L_{min}^{teto} = E2 + E4 \\ = [WN_{mod,horiz} + (N_{strings} - 1)E_{min,strings}] \cos(|\Psi_{estação} - \Psi_m|) \\ + LN_{mod,vert} \cos(\beta_m) \sin(|\Psi_{estação} - \Psi_m|)$$

$$W_{min}^{teto} = E5 + E6 \\ = [WN_{mod,horiz} + (N_{strings} - 1)E_{min,strings}] \sin(|\Psi_{estação} - \Psi_m|) \\ + LN_{mod,vert} \cos(\beta_m) \cos(|\Psi_{estação} - \Psi_m|)$$

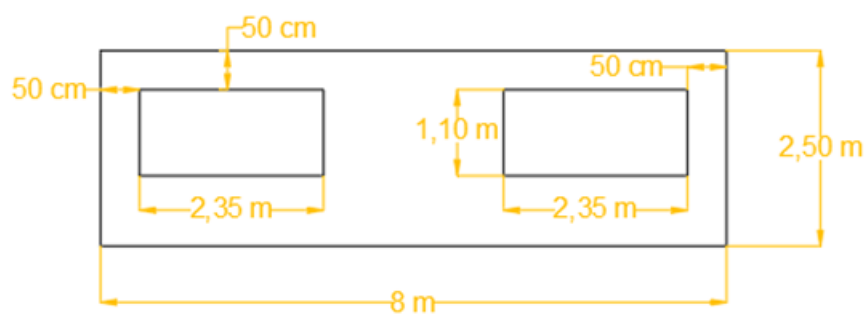
## Anexo C. Projeto da estação solar autónoma



(a)



(b)

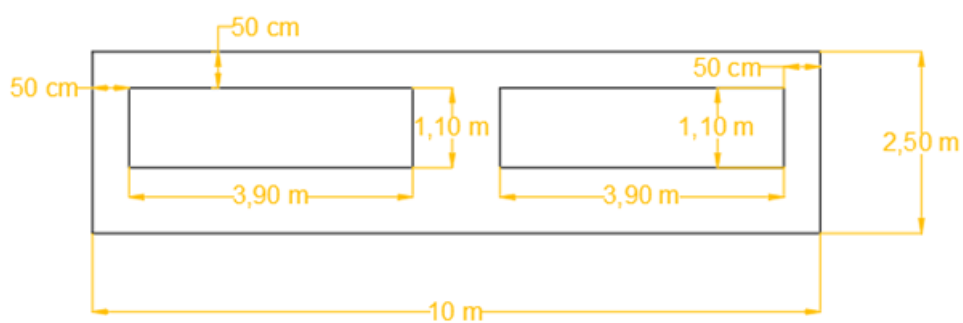


(c)

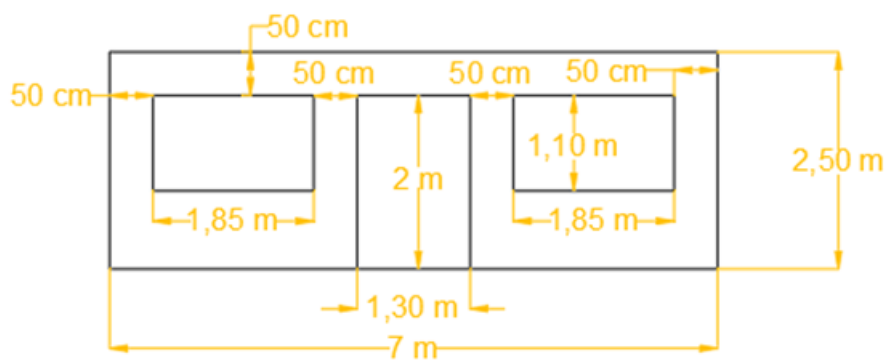
Figura C.1: Desenho feito no *AutoCad* com as medidas do projeto da estação solar autónoma: (a) Vista da frente e da traseira; (b) Lado da entrada; (c) Lado oposto da entrada.



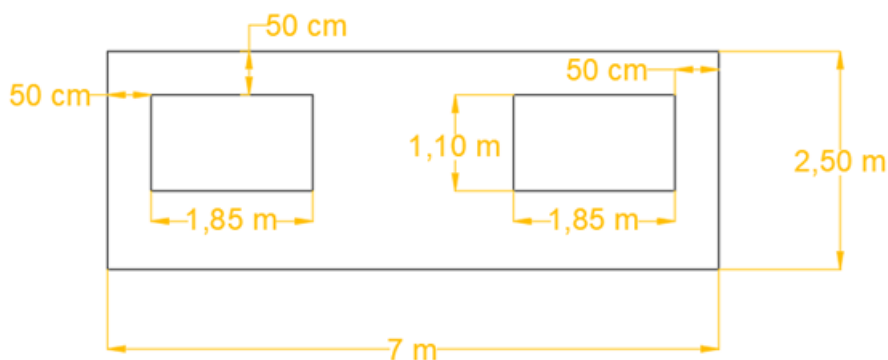
## Anexo D. Projeto da estação solar ligada à rede



(a)



(b)



(c)

Figura D.1: Desenho feito no *AutoCad* com as medidas do projeto da estação solar ligada à rede: (a) Vista da frente e da traseira; (b) Lado da entrada; (c) Lado oposto da entrada.

## Anexo E. Investimentos na estação solar

Tabela E.1: Investimentos na construção civil e outros elementos da estação solar autónoma e ligada à rede.

Componentes	Custo (€)		Empresa
	Estação solar autónoma	Estação solar ligada à rede	
Estrutura metálica (fachadas e coberturas)	21 675,05 €	15 537,03 €	Comef
Caixilharia de alumínio	4 821,60 €	3 923,70 €	Caixilharia560
Laje térrea e abertura de vala	6 469,80 €	5 350,50 €	Sérgio Conceição
Suportes Sheffield para estacionamento de bicicletas (Figura E.1)	738,00 €		Simetria ao Cubo
<b>Total (€)</b>	33 704,45 €	25 549,23 €	-

Tabela E.2: Investimentos no sistema elétrico da estação solar autónoma e ligada à rede.

Componentes		Custo (€)		Empresa
		Estação solar autónoma	Estação solar ligada à rede	
Quadro de distribuição		344,40 €		Lusafe
Circuito de tomadas		464,94 €		Lusafe
Interligação inversor-quadro		16,61 €		Lusafe
Interligação quadro-contador		-	975,39 €	Lusafe
Circuito de iluminação	Lâmpadas LED tubo	24,24 €		Robert Mauser
	Armadura para tubos de LED	62,22 €		Robert Mauser
	Sensor de movimento	41,35 €		Robert Mauser
	Interruptor	12,30 €		Lusafe
Mão-de-obra		738,00 €		Lusafe
<b>Total (€)</b>		1 704,06 €	2 679,45 €	-



Figura E.1: Suportes *Sheffield* para estacionamento de bicicletas (Fonte: [76]).

## Referências

- [1] IPCC, “Climate Change 2014: Synthesis Report,” Geneva, Switzerland, 2015.
- [2] IEA, “Emissions.” [Online]. Available: <https://www.iea.org/geco/emissions/>. [Accessed: 19-Jun-2019].
- [3] W. H. Organization, “Air pollution,” 2016. [Online]. Available: <https://www.who.int/airpollution/ambient/en/>.
- [4] IEA, “Global EV Outlook 2019: Scaling-up the transition to electric mobility,” 2019.
- [5] World Business Council for Sustainable Development, “Mobility 2030: Meeting the challenges to sustainability,” Geneva, Switzerland, 2004.
- [6] “EMEL lança Bike Sharing.” [Online]. Available: <https://www.gira-bicicletasdelisboa.pt/noticias/emel-lanca-bike-sharing/>. [Accessed: 08-Feb-2018].
- [7] “What’s the difference between pedelecs and e-bikes?” [Online]. Available: <http://www.electric-bicycle-guide.com/pedelec.html>. [Accessed: 30-Nov-2017].
- [8] E. Fishman and C. Cherry, “E-bikes in the Mainstream: Reviewing a Decade of Research,” *Transp. Rev.*, vol. 36, no. 1, pp. 72–91, 2016.
- [9] “Using electrically-assisted bikes: lazy cheaters or healthy travellers?” [Online]. Available: <https://www.theguardian.com/sustainable-business/electrically-assisted-bikes-lazy-or-healthy>. [Accessed: 10-Nov-2017].
- [10] “Li-ion Segment Driving Global E-Bike Growth.” [Online]. Available: <https://www.environmentalleader.com/2016/08/li-ion-segment-driving-global-e-bike-growth>. [Accessed: 22-Nov-2017].
- [11] “Facts About Lithium Vs. Lead Acid Batteries.” [Online]. Available: <https://www.industrialbicycles.com/lithium-ion-vs-lead-acid-batteries.aspx>. [Accessed: 16-May-2019].
- [12] CONEBI, “2017 edition Industry & Market Profile,” 2017.
- [13] T. Jones, L. Harms, and E. Heinen, “Motives, perceptions and experiences of electric bicycle owners and implications for health, wellbeing and mobility,” *J. Transp. Geogr.*, vol. 53, pp. 41–49, 2016.
- [14] G. Guariso and G. Malvestiti, “Assessing the Value of Systematic Cycling in a Polluted Urban Environment,” *Climate*, vol. 5, no. 3, p. 65, 2017.
- [15] “Hacking an e-bike to help cyclists avoid breathing in polluted air.” [Online]. Available: <https://www.ibm.com/blogs/research/2017/08/hacking-an-e-bike/>. [Accessed: 19-Jan-2018].
- [16] R. Gerike and J. Parkin, *Cycling Futures: From Research Into Practice*. New York: Routledge, 2016.
- [17] “Projeto InCh.” [Online]. Available: <http://enforce.pt/Default.aspx?p=energia&s=4&lang=PT>. [Accessed: 25-Nov-2017].
- [18] “Empresa portuguesa regista patente de estação solar de carregamento rápido nos Estados Unidos.” [Online]. Available: <http://revistaveiculoselétricos.pt/2016/08/25/empresa-portuguesa-regista-patente-de-estacao-solar-de-carregamento-rapido-nos-estados-unidos/>. [Accessed: 06-Apr-2019].
- [19] “Advansolar.” [Online]. Available: <http://www.advansolar.com>. [Accessed: 03-Dec-2017].

- [20] G. Ram *et al.*, “Solar e-bike charging station.” [Online]. Available: <http://powerelectronicsevent.nl/wp-content/uploads/sites/38/2016/02/Solar-E-bike-charging-station-Gautham-Ram-TU-Delft.pdf>.
- [21] “TU Delft University Solar Charging Station.” [Online]. Available: [http://solarpoweredbikes.tudelft.nl/eud/media\\_home/index.html](http://solarpoweredbikes.tudelft.nl/eud/media_home/index.html). [Accessed: 26-Sep-2017].
- [22] “Solar Station in University of Twente.” [Online]. Available: <https://www.utwente.nl/en/news/!/2017/8/46553/ut-campus-gets-solar-powered-e-bike-charging-station>. [Accessed: 03-Dec-2017].
- [23] “SEAC.” [Online]. Available: <https://www.seac.cc/en/projects/#mobilitycentre>. [Accessed: 27-Jan-2018].
- [24] “Electric Bicycles Guide.” [Online]. Available: <http://www.electric-bicycle-guide.com/universities-electric-bikes.html>. [Accessed: 09-Nov-2017].
- [25] “OMSI debuts solar-powered charging canopy.” [Online]. Available: [https://www.bizjournals.com/portland/blog/sbo/2010/07/omsi\\_debuts\\_solar-powered\\_charging\\_canopy.html](https://www.bizjournals.com/portland/blog/sbo/2010/07/omsi_debuts_solar-powered_charging_canopy.html). [Accessed: 26-Sep-2017].
- [26] “Sol Design Lab.” [Online]. Available: <http://www.soldesignlab.com/work/99-stellavista>. [Accessed: 26-Sep-2017].
- [27] “Kyocera.” [Online]. Available: <https://global.kyocera.com/reliability/file06.html>. [Accessed: 26-Sep-2017].
- [28] “ZedFactory.” [Online]. Available: <https://www.zedfactory.com/zed-roof>. [Accessed: 09-Nov-2017].
- [29] “CycleWight.” [Online]. Available: <https://www.cyclewight.org.uk/battery-charging.html>. [Accessed: 03-Dec-2017].
- [30] “E-move charging station.” [Online]. Available: <https://www.domusweb.it/en/design/2009/09/02/e-move-charging-station.html>. [Accessed: 03-Dec-2017].
- [31] G. R. Chandra Mouli, P. Bauer, and M. Zeman, “System design for a solar powered electric vehicle charging station for workplaces,” *Appl. Energy*, vol. 168, pp. 434–443, 2016.
- [32] R. Miceli and F. Viola, “Designing a sustainable university recharge area for electric vehicles: Technical and economic analysis,” *Energies*, vol. 10, no. 10, pp. 1–24, 2017.
- [33] R. Figueiredo, “Potencial solar de parques de estacionamento para carregamento de veículos elétricos,” Faculdade de Ciências, Lisboa, 2015.
- [34] R. Figueiredo, P. Nunes, and M. C. Brito, “The feasibility of solar parking lots for electric vehicles,” *Energy*, vol. 140 (P1), pp. 1182–1197, 2017.
- [35] N. S. Narayan, “Solar Charging Station for Light Electric Vehicles: A Design and Feasibility Study,” Delft University of Technology, Delft, Netherlands, 2013.
- [36] W. Valckenborg, R.M.E.; Ghotge, R.; Folkerts, “Design of an Autonomous Solar Charging Station for E-bikes,” in *33rd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, 2017, vol. 26, pp. 2105–2109.
- [37] F. Fogelberg, “Solar Powered Bike Sharing System with Electric Bikes. An overview of the energy system and the technical system design,” Goteborg, Sweden, 2014.
- [38] K. Mertens, “Solar Radiation,” in *Photovoltaics: Fundamentals, Technology and Practice*, Chichester, United Kingdom: Wiley, 2014.

- [39] “Some Basics of Astronomy.” [Online]. Available: [http://astronomy21st.blogspot.com/search/label/Some Basics of Astronomy](http://astronomy21st.blogspot.com/search/label/Some%20Basics%20of%20Astronomy). [Accessed: 11-May-2019].
- [40] A. F. O. Falcão, *Energia Solar: Movimento e posicionamento relativos Terra-Sol*. 2008.
- [41] C. Honsberg and S. Bowden, “The Sun’s Position.” [Online]. Available: <https://www.pveducation.org/pvcdrom/2-properties-sunlight/suns-position>. [Accessed: 05-Dec-2018].
- [42] “PVsyst 6 Help.” [Online]. Available: <http://files.pvsyst.com/help/index.html>.
- [43] R. A. Messenger and J. Ventre, “The Sun,” in *Photovoltaic Systems Engineering*, 2nd ed., Boca Raton, US: CRC Press, 2004, pp. 21–45.
- [44] C. Honsberg and S. Bowden, “Elevation Angle.” [Online]. Available: <https://www.pveducation.org/pvcdrom/properties-of-sunlight/elevation-angle>. [Accessed: 05-Dec-2018].
- [45] J. E. Hay, “Calculating Solar Radiation for Inclined Surfaces: Practical Approaches,” *Renew. Energy*, vol. 3, no. 4–5, pp. 373–380, 1993.
- [46] J. S. Stein, “PV Performance Modeling Methods and Practices: Results from the 4th PV Performance Modeling Collaborative Workshop,” 2017.
- [47] J. A. Duffie and W. A. Beckman, “Available Solar Radiation,” in *Solar Engineering of Thermal Processes*, 4th ed., Hoboken, USA: Wiley, 2013, pp. 91–92.
- [48] J. Tavares Pinho and M. António Galdino, “Projeto de Sistemas Fotovoltaicos,” in *Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos*, Rio de Janeiro, Brasil, 2014, pp. 298–355.
- [49] R. A. Messenger and J. Ventre, “Introduction to PV Systems,” in *Photovoltaic Systems Engineering*, 2nd ed., Boca Raton, US: CRC Press, 2004, pp. 47–110.
- [50] J. Tavares Pinho and M. António Galdino, “Componentes Básicos de Sistemas Fotovoltaicos,” in *Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos*, Rio de Janeiro, Brasil, 2014, pp. 149–154.
- [51] K. Mertens, “Solar Modules and Solar Generators,” in *Photovoltaics: Fundamentals, Technology and Practice*, Chichester, United Kingdom: Wiley, 2014, pp. 133–145.
- [52] J. Tavares Pinho and M. António Galdino, “Células e Módulos Fotovoltaicos,” in *Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos*, Rio de Janeiro, Brasil, 2014, pp. 132–133.
- [53] I. S. Técnico, “Componentes do Sistema Fotovoltaico,” in *Energia Fotovoltaica: manual sobre tecnologias, projecto e instalação*, I. S. Técnico, Ed. 2004, pp. 3.1-3.67.
- [54] “Battery Storage Knowledge Bank.” [Online]. Available: <https://www.spiritenergy.co.uk/kb-batteries-understanding-batteries#>. [Accessed: 25-Jan-2019].
- [55] “Lead Acid battery downsides.” [Online]. Available: <https://www.powertechsystems.eu/home/tech-corner/lead-acid-battery-downsides/>. [Accessed: 25-Jan-2019].
- [56] G. Albright, J. Edie, and S. Al-Halla, “A Comparison of Lead Acid to Lithium-ion in Stationary Storage Applications Contributors,” 2012.
- [57] “Baterias automotivas vs. estacionárias em nobreaks.” [Online]. Available: <https://www.dmesg.com.br/uso-de-baterias-automotivas-vs-estacionarias-em-no-breaks/>. [Accessed: 25-Jan-2019].
- [58] “Lead Acid.” [Online]. Available: <https://batterytestcentre.com.au/project/lead-acid/>.

- [Accessed: 25-Jan-2019].
- [59] “Charging Lithium-Ion Batteries.” [Online]. Available: [https://batteryuniversity.com/learn/article/charging\\_lithium\\_ion\\_batteries](https://batteryuniversity.com/learn/article/charging_lithium_ion_batteries). [Accessed: 27-May-2019].
  - [60] “The eBike battery: long range, low weight, easy to charge - Bosch eBike Systems.” [Online]. Available: <https://www.bosch-ebike.com/en/products/batteries/>. [Accessed: 30-May-2019].
  - [61] “eBike range assistant.” [Online]. Available: <https://www.bosch-ebike.com/en/service/range-assistant/>. [Accessed: 14-May-2019].
  - [62] “Albedo,” *PVPerformance Modeling Collaborative*, 2018. [Online]. Available: <https://pvpmc.sandia.gov/modeling-steps/1-weather-design-inputs/plane-of-array-poa-irradiance/calculating-poa-irradiance/poa-ground-reflected/albedo/>. [Accessed: 04-Jan-2019].
  - [63] “MPPT Charge Controller and Its Advantages Compared to Standard PWM.” [Online]. Available: <https://meee-services.com/mppt-charge-controller-advantages-compare-standard-pwm/>. [Accessed: 02-Feb-2019].
  - [64] “Charge Controller Types.” [Online]. Available: <https://www.renogy.com/learn-charge-controller-types/>. [Accessed: 08-Feb-2019].
  - [65] W. Herrmann, “Impact of Soiling on PV Module Performance for Various Climates,” in *4th PV Performance Modelling and Monitoring Workshop*, 2015.
  - [66] I. S. Técnico, “Planeamento e concepção dos sistemas fotovoltaicos com ligação à rede,” in *Energia Fotovoltaica: manual sobre tecnologias, projecto e instalação*, 2004, pp. 5.8-5.12.
  - [67] F. Pinto, “Regime Jurídico das Unidades de Produção (UP) Distribuída,” *Direcção Geral Energ. e Geol.*, 2015.
  - [68] “Tarifas Baixa Tensão Normal até 20,7kVA.” [Online]. Available: <https://www.edpsu.pt/pt/tarifasehorarios/BTN/Pages/TarifasBTNate20,7kVA.aspx>. [Accessed: 18-Apr-2019].
  - [69] Luxor, “Eco Line - SOLAR MODULES.” [Online]. Available: <https://www.luxor-solar.com/en/solar-modules/eco-line/eco-line-classic.html>. [Accessed: 31-May-2019].
  - [70] S. Solar, “Installation Manual - SUNNY ISLAND 3.0M / 4.4M / 6.0H / 8.0H.” [Online]. Available: <https://files.sma.de/dl/17632/SI30M-44M-60H-80H-IA-en-33W.pdf>. [Accessed: 31-May-2019].
  - [71] Victron Energy, “SmartSolar MPPT 150/45 up to 150/100.” [Online]. Available: <https://www.victronenergy.com/solar-charge-controllers/smartsolar-150-45-150-60-150-70-150-85-150-100>. [Accessed: 31-May-2019].
  - [72] NBA, “BATTERIE A PIASTRA POSITIVA TUBOLARE.” [Online]. Available: <https://www.nbabatterie.com/BATTERIE-A-PIASTRA-POSITIVA-TUBOLARE/>. [Accessed: 31-May-2019].
  - [73] K. S. Electric, “PIKO MP plus.” [Online]. Available: <https://www.kostal-solar-electric.com/en-gb/products/hybrid-inverters/piko-mp-plus>. [Accessed: 31-May-2019].
  - [74] F. International, “Fronius Galvo 1.5-1.” [Online]. Available: <https://www.fronius.com/en/photovoltaics/products/all-products/inverters/fronius-galvo/fronius-galvo-1-5-1>. [Accessed: 01-Jun-2019].
  - [75] S. S. Technology, “SUNNY BOY 1.5 / 2.0 / 2.5.” [Online]. Available: <https://www.sma.de/en/products/solarinverters/sunny-boy-15-20-25.html>. [Accessed: 01-Jun-2019].

- [76] “Biciway.” [Online]. Available: <https://biciway.com/products/estacionamientos/biciparking-care/>. [Accessed: 30-Apr-2019].